

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 Экономика предприятий и организаций (энергетика)

**Обоснование и оценка экономической эффективности модернизации
мазутного хозяйства предприятия (на примере филиала «Красноярская
ТЭЦ-3» АО «Енисейская (ТГК-13)»)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. техн. наук	Ю.А. Хегай
	подпись, дата		
Выпускник	_____		В.М.Рыбаков
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		Т.М.Руденко
	подпись, дата		

Красноярск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Нормативно – правовые и методологические основы обоснования инвестиционных проектов в энергетической отрасли	6
1.1 Нормативно – правовое поле деятельности российских энергетических компаний	6
1.2 Анализ состояния и перспективы развития энергетики Красноярского края.....	14
1.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционных энергетических проектов.....	21
2 Обоснование инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3.....	47
2.1 Организационно – экономическая характеристика ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	47
2.2 Анализ инвестиционной программы ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	53
2.3 Особенности инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ–3	60
3 Оценка эффективности инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3	64
3.1 Оценка затрат и результатов проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3.....	64
3.2 Оценка показателей экономической эффективности проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3	66
3.3 Анализ риска проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3	69
Заключение	79
Список использованных источников	81
Приложение А Смета на монтажные работы.....	90
Приложение Б Схема контроля качества Флюорат-211	94

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей - основа поступательного развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни всех ее граждан. Отрасль сохранила целостность и обеспечила надежное удовлетворение потребностей экономики в электрической и тепловой энергии. Преодолен спад в производстве электроэнергии, улучшается платежная дисциплина, растет уровень денежных поступлений.

Низкий уровень инвестиций, наблюдавшийся в 90-е годы, вызвал резкое уменьшение ввода новых мощностей и высокий износ имеющегося оборудования. Но на сегодняшний день этот тренд начал меняться и инвестиции в строительство новых, и реконструкцию имеющегося оборудования поступают исправно. Одним из крупных и инвестоемких проектов ООО СГК стало строительство Энергоблока Красноярской ТЭЦ-3.

Мазутное хозяйство Красноярской ТЭЦ-3 проектировалось на рубеже 70-80-х годов прошедшего столетия. При строительстве в 1985-87 гг. были реализованы технические решения, некоторые из которых оказались ошибочными, или устарели к нынешнему времени, что снижает эффективность работы мазутного хозяйства и электростанции в целом, а также, создает риски технологических нарушений.

Цель работы заключается в экономическом обосновании проекта модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3. Для решения цели поставлены следующие задачи:

- исследование приоритетных направлений развития энергетики в Сибири;
- анализ методики оценки инвестиционных проектов в энергетике;
- изучение нормативно - правового поля деятельности исследуемого объекта;

анализ характеристики филиала «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская (ТГК-13)».

- как субъекта электроэнергетики;

оценка экономической эффективности инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская (ТГК-13)».

- анализ проектных рисков.

В первой части бакалаврской работы представлен анализ теоретических основ оценки инвестиционных проектов, также проведен анализ состояния и перспектив развития энергетики Красноярского края, рассмотрены нормативно-правовые основы деятельности в энергетике.

Во второй части работы представлена характеристика «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская (ТГК-13)», его положение в регионе, а также анализ инвестиционной программы, осуществляемой объектом исследования в регионе. Дано обоснование инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства, его содержание и цели.

В третьей части работы выполнено экономическое обоснование проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская (ТГК-13)», для чего рассчитаны основные показатели коммерческой эффективности проекта в целом, проведена оценка проектного риска методом анализа чувствительности показателей проекта к изменению его основных параметров.

1 Нормативно - правовые и методологические основы обоснования инвестиционных проектов в энергетической отрасли

1.1 Нормативно - правовое поле деятельности российских энергетических компаний

Нормативно-правовое регулирование является основой функционирования любой сферы деятельности человека. Такая отрасль, как энергетика является одной из основообразующих отраслей российской промышленности. Следовательно, устойчивая и гибкая нормативно-правовая база - это фундамент функционирования взаимоотношений, как в энергетической отрасли, так и за ее пределами.

С принятием Конституции Российской Федерации от 1993 года были заложены основы нормативно - правового регулирования. В п. «и» ст. 71 Конституции РФ были развиты положения, в которых говорится о том, что «все федеральные энергетические системы относятся к ведению Российской Федерации»[1].

В настоящее время сформированы исполнительные федеральные органы, контролирующие сферу деятельности электроэнергетики.

Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) - это федеральный исполнительный орган, в полномочия которого входят разработка и реализация функций по выработке и государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики, а также функции по оказанию государственных услуг, управлению государственным имуществом в сфере производства и использования топливно-энергетических ресурсов[11].

Полномочия Минэнерго России осуществляет по следующим направлениям[2]:

- внесение в Правительство Российской Федерации проектов федеральных законов, нормативных правовых актов Президента Российской

Федерации и Правительства Российской Федерации и другие документов, по которым требуется решение Правительства Российской Федерации;

- контроль в сфере ТЭК на основании федеральных законов, актов Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации;

- осуществление утверждений инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, а также инвестиционных программ территориальных сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются Министерством;

- осуществляет функции государственного заказчика по организации выполнения межгосударственных программ, федеральных целевых программ и федеральной адресной инвестиционной программы и так далее.

Функции по принятию нормативных правовых актов, контролю и надзору за соблюдением законодательства в сфере конкуренции на товарных рынках, защиты конкуренции на рынке финансовых услуг, деятельности субъектов естественных монополий и рекламы осуществляет Федеральная антимонопольная служба (ФАС России)[3].

К числу компетенций ФАС России относятся:

- контроль за установлением случаев манипулирования ценами на электрическую энергию и мощность на оптовом и розничных рынках;

- определение зон свободного перетока, в которых конкурентный отбор мощности проводится с использованием предельного размера цены на мощность;

- установление специальных условий участия производителей электрической мощности (группы лиц), занимающих доминирующее и (или) исключительное положение на оптовом рынке в конкурентном отборе мощности и так далее[4].

Особое внимание в электроэнергетике уделяется надзору и контролю в сфере безопасности ведения работ. За это ответственность несет Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору

Круг его полномочий достаточно широк, но в электроэнергетике решает следующие задачи:

- надзор за проведением обязательных энергетических обследований в установленный срок;
- надзор за соблюдением требований об оснащении зданий и сооружений приборами учёта энергии и энергоресурсов при проектировании, строительстве,
- реконструкции, капитальном ремонте;
- надзор за принятием программ энергосбережения и повышения энергоэффективности организациями с долей участия государства или муниципалитетов более 50%[5].

Комитет Государственной Думы Российской Федерации по энергетике является законодательным органом власти. Основными задачами, решаемыми Комитетом, являются:

- совершенствование законодательного обеспечения в целях устойчивого развития топливно-энергетического комплекса;
- подготовка проектов постановлений Государственной Думы и проектов документов, которые принимаются или утверждаются постановлениями Государственной Думы по направлениям работы Комитета;
- организация научно-правовой и экспертно-аналитической работы по вопросам ведения Комитета[6].

Основным документом в процессе регулирования нормативно-правовых отношений производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии между субъектами рынка (электроэнергетики) является Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 30.12.2015) «Об электроэнергетике»[35].

Одним из основополагающих понятий, используемых в Законе, является понятие электроэнергетики. Электроэнергетика России является базовой отраслью экономики. Ее надежное и эффективное функционирование, бесперебойное снабжение электроэнергией потребителей - основа

поступательного развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни всех ее граждан.

Всех субъектов электроэнергетики можно условно поделить на две группы: участники оптового рынка и участники розничных рынков.

К первой группе относятся:

- поставщики электрической энергии (мощности), включая электростанции федерального уровня и генерирующие компании (группы электростанций), получившие статус субъектов оптового рынка в установленном порядке;

- покупатели электрической энергии (мощности), включая энергосбытовые организации, крупных потребителей электроэнергии, гарантирующих поставщиков, получивших статус субъектов оптового рынка в установленном порядке;

- организации, предоставляющие услуги на оптовом рынке, которые получили в установленном порядке право предоставлять услуги по обеспечению функционирования торговой системы оптового рынка его участникам и оптовому рынку в целом.

Ко второй группе относятся:

- гарантирующие поставщики;
- потребители электрической энергии;
- энергосбытовые организации;
- энергоснабжающие организации;
- территориальные сетевые организации.

Что касается инвестиционной деятельности в энергетике Российской Федерации, ее определяет Федеральный закон от 25.02.1999 N 39-ФЗ (ред. от 28.12.2013) «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений»[7].

Федеральный закон определяет правовые и экономические основы инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, на территории Российской Федерации, а также устанавливает

гарантии равной защиты прав, интересов и имущества субъектов инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, независимо от форм собственности.

Еще один, немаловажный Федеральный закон от 09.07.1999 «Об иностранных инвестициях в Российской Федерации» определяет основные гарантии прав иностранных инвесторов на инвестиции и получаемые от них доходы и прибыль, условия предпринимательской деятельности иностранных инвесторов на территории Российской Федерации. Федеральный закон направлен на привлечение и эффективное использование в экономике Российской Федерации иностранных материальных и финансовых ресурсов, передовой техники и технологии, управленческого опыта, обеспечение стабильности условий деятельности иностранных инвесторов и соблюдение соответствия правового режима иностранных инвестиций нормам международного права и международной практике инвестиционного сотрудничества[8].

Особенности инвестирования в региональные проекты прописаны в 3 главе, п. 3 Налогового кодекса(НК) РФ (часть первая) от 31.07.1998[17] НК описывает, какой проект является региональным, кто является налогоплательщиком, и порядок занесения в реестр участников региональных инвестиционных проектов.

Таким образом, для электроэнергетических предприятий можно выделить следующие нормативно-правовые акты, регулирующие данную отрасль:

- Гражданский кодекс Российской Федерации ч. 2, Глава 30, п 6 «Энергоснабжение»[9];

- Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 30.12.2015) «Об электроэнергетике»[10];

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»[11];

- Федеральный закон от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»[21];

- Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2013 № 511 «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации»[12];

- Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»[13];

- Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»[14];

- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [15];

- Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 № «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики»)[16];

- Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016)[17];

- Постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»[18];

- Постановление Правительства РФ от 06 мая 2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»)[19];

- Постановление Правительства РФ от 22 июля 2013 г. № 614 «О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)»[20];

- Постановление Правительства РФ от 24 февраля 2009 года № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»[21];

- Постановление Правительства РФ от 26 января 2006 № 41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» [32];

- Постановление Правительства РФ от 26 июля 2007 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»[23];

- Приказ Минэнерго России от 15 апреля 2014 № 186 «О Единых стандартах качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций»[34];

- Приказ Минэнерго России от 14 октября 2013 № 718 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»[25];

- Приказ Минэнерго России от 6 июня 2014 № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по

определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов» [26];

- Приказ Минэнерго РФ от 7 августа 2014 г. № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям»[27];

- Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»[28];

- Приказ ФСТ России от 16 сентября 2014 № 1442-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, и тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей»[29];

- Приказ ФСТ России от 30 марта 2012 № 228-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала»[30];

- Приказ ФСТ РФ от 17 февраля 2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»[31];

- Приказ ФСТ России от 11 сентября 2012 № 209-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»[32];

- Приказ ФСТ России от 12 апреля 2012 № 53-э/1 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и

Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей»[33];

- Приказ ФСТ России от 11 сентября 2014 N 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям»[34].

Все вышеперечисленные документы в связке образуют нормативно-правовой фундамент, являющийся основой для совершения легальных сделок в энергетической отрасли, в том числе и инвестиционных сделок.

1.2 Анализ состояния и перспективы развития энергетики Красноярского края

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является системообразующим звеном для экономики края. Доля составляющих его видов деятельности (добыча угля и производство электро- и теплоэнергии) в структуре ВРП на протяжении длительного периода времени остается на уровне 8-9%. В общей занятости края доля занятых в добыче угля составляет 0,7%, в производстве электроэнергии и теплоэнергии – 5%.

Суммарная установленная мощность энергетических станций края составляет около 14 ГВт, что обеспечивает краю одну из лидирующих позиций в России.

Красноярский край вырабатывает около 6% от общего объема электроэнергии, производимой страной. На территории края расположены крупные энергетические объекты - Красноярская ГЭС, Красноярская ГРЭС-2, Назаровская ГРЭС, строящаяся Богучанская ГЭС и Берёзовская ГРЭС-1.

По производству электроэнергии на одного человека Красноярский край занимает второе место в России. На Енисее построены две самые крупные в Евразии гидроэлектростанции: Красноярская и Саяно-Шушенская. На базе Канско-Ачинского угольного бассейна создан Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс (КАТЭК) с мощнейшими в мире Берёзовскими ГРЭС-1 и ГРЭС-2. Действующие разрезы бассейна (Бородинский, Назаровский, Берёзовский) ежегодно поставляют для нужд энергетиков около 55 миллионов тонн угля. Значительная часть угля поступает на тепловые станции соседних регионов – Новосибирской, Иркутской и других областей [36].

Самыми крупными компаниями в энергетической отрасли на территории края являются:

- «МРСК Сибири». Активы - 45,79 млрд руб. Чистая прибыль в 2010 г. – минус 2,8 млрд руб. Руководитель – Петухов Константин Юрьевич. Форма собственности - ОАО. Основные собственники: ОАО МРСК - 52,88%;

- ООО «Сибирская генерирующая компания» Активы - 27,61 млрд руб. Чистая прибыль в 2010 г. - минус 0,75 млрд руб. Руководитель - Шлегель Александр Эдуардович. Форма собственности – ООО. Основные собственники: ОАО РАО ЕЭС России - 100%;

- «Норильско-Таймырская энергетическая компания». Активы – 8,03 млрд руб. Чистая прибыль в 2010 г. - 0,16 млрд руб. Руководитель – Ключко Игорь Петрович. Форма собственности - ОАО. Основные собственники: ОАО ГМК «Норильский никель» - 100%;

- «Красноярская ГЭС». Активы - 22,65 млрд руб. Чистая прибыль в 2010г. - 4,4 млрд руб. Руководитель - Каминский Сергей Николаевич. Форма собственности - ОАО. Основные собственники: ОАО «ЕвроСибЭнерго»; ОАО «Гидроинвест» – 24,88%;

- «Богучанская ГЭС». Активы - 52,23 млрд руб. Чистая прибыль в 2010 г. - минус 0,04 млрд руб. Руководитель - Терешков Николай Николаевич. Форма собственности – ОАО. Основные собственники: BOGES;

- ОАО «Красноярскэнергосбыт». Активы - 4,11 млрд руб. Чистая прибыль в 2010 г. - 0,39 млрд руб. Руководитель - Дьяченко Олег Владимирович. Форма собственности - ОАО. Основные собственники: ОАО «РусГидро» - 51,75%; ОАО «Красноярская ГЭС» - 25,47%; ОАО СУЭК - 12,36% [38].

Красноярский край по принадлежности к холдинговым структурам показывает, что 82% доходов крупных энергетических предприятий края - это доходы предприятий, входящие в федеральные холдинги.

Прогноз электропотребления Красноярского края на 2010 - 2030 годы учтен в схеме и программе развития Единой энергетической системы России. Рост электропотребления в Красноярском крае в дальнейшем будет определяться развитием проектов Нижнего Приангарья и увеличением нагрузок потребителей г. Красноярска. Существенный прирост нагрузок ожидается в добывающих отраслях края (районы Нижнего Приангарья) за счет увеличения производства на существующих предприятиях и строительства новых горно-обогатительных комбинатов. В прогнозе учтены заявки на расширение производства крупных компаний: ЗАО «Золотодобывающая компания «Полюс», ООО «ГРК Амикан», ЗАО «Васильевский рудник», ООО «Сибирский магнезит», ОАО «Горевский ГОК». Увеличение нагрузок прогнозируется в цветной металлургии - это связано со строительством Богучанского алюминиевого завода. Кроме того, планируется строительство новых деревообрабатывающих и целлюлозно-бумажных комбинатов в районах Нижнего Приангарья. Прирост нагрузок в центральной части энергосистемы Красноярского края ожидается в основном за счет развития социально-бытовой нагрузки города Красноярска (около 335 МВт). Однако развитие энергетического строительства в регионе покрывает предполагаемый объем. Таким образом, энергетический комплекс Красноярского края можно отнести к динамически развивающемуся [37].

В то же время в электроэнергетической и теплоэнергетической отраслях накоплен немалый груз проблем и вызовов, среди которых:

- необходимость удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию при одновременном обеспечении доступности цен и энергетической инфраструктуры;

- отсутствие инструментария корректного прогнозирования спроса и определения оптимального резерва мощностей Единой электроэнергетической системы (ЕЭС);

- диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями;

- необходимость достижения эффективного сочетания систем централизованного электро и теплоснабжения с развитием распределенной генерации и интеллектуализацией энергетических систем;

- износ основных фондов при недостатке стимулов для вывода их из эксплуатации или модернизации;

- резкий рост доли генерирующего оборудования, в том числе неэффективного, работающего в «вынужденном» режиме;

- несовершенство действующей модели отношений и ценообразования

- сфере энерго - и теплоснабжения и недостаток конкуренции на оптовом и розничном рынках энергии и мощности;

- чрезмерно высокая доля используемого импортного оборудования;

- постоянные изменения в подходах к тарифо-образованию[38].

В ответ на указанные вызовы и проблемы на первом этапе потребуются совершенствование существующей модели отношений и ценообразования на электрическую и тепловую энергию в целях обеспечения баланса интересов потребителей и производителей энергии, а на втором этапе - переход к долгосрочному ценообразованию на услуги естественных монополий и регулируемых организаций в сфере электроэнергетики.

Важное значение будет иметь ликвидация на втором этапе межтерриториального и перекрестного субсидирования между отдельными группами потребителей и видами услуг.

В связи с этим должны быть решены следующие отраслевые задачи:

- вывод из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования с введением необходимого объема новых мощностей преимущественно на базе использования отечественных технологий и оборудования, и с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме;

- модернизация и развитие ЕЭС с последовательным присоединением к ней объединенной энергосистемы Востока и ряда изолированных энергосистем (с учетом возможных технико-экономических последствий) при обеспечении эффективной надежности электроснабжения в сочетании с интеллектуализацией систем;

- оптимизация структуры и загрузки электро- и теплогенерирующих мощностей по типам генерации (с учетом маневренности оборудования) и видам используемых энергоресурсов как основы совершенствования структуры ТЭБ страны и регионов;

- интеграция электроэнергетики в Едином экономическом пространстве ЕАЭС и увеличение экспорта электрической энергии и мощности (в 5-8 раз, до 32-74 млрд кВт-ч), особенно на востоке страны[36].

Ключевым направлением преобразований станет изменение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электроэнергии, в том числе:

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций;

- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации, сетях и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно

с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- обеспечение принципа единообразия правил тарифного регулирования в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии и разработка механизмов распределения и реализации ответственности за надежное энергоснабжение и качество услуг по передаче электрической энергии;

- разработка и реализация нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику и теплоснабжение с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016–2020 гг. и последующие годы и стимулирования инвестиций в модернизацию основных производственных фондов;

- усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг путем дифференциации условий поставок электроэнергии с учетом эластичности спроса, требований по надежности и качеству энергоснабжения;

- стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС распределенных источников энергоснабжения для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

- создание оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях изолированных энергосистем Дальнего Востока при условии обеспечения конкуренции и экономической целесообразности;

- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для развития эффективных технологий, особенно когенерации;

- формирование на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;

- поддержка освоения технологий «чистого угля», экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков.

Будут приняты долгосрочные тарифные решения в электро- и теплоэнергетике, направленные на обеспечение отрасли необходимыми финансовыми ресурсами с учетом ликвидации перекрестного субсидирования, в том числе:

- финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета;

- переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением метода «альтернативной котельной» с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры «альтернативной котельной» с учетом региональных особенностей[38].

Важное значение имеет достижение высокой степени обеспечения электроэнергетической и теплоэнергетической отраслей преимущественно отечественным оборудованием и полное – квалифицированными кадрами.

При условии реализации перечисленных мер прогнозы показывают преодоление спада и увеличение производства электроэнергии к 2020 году на 6 %, а к 2035 году - на 27 - 43 % (с 1062 до 1352-1514 млрд. кВт/ч) при росте установленной мощности электростанций на 13–25 % (с 250 до 282-312 млн кВт). Опережающее развитие получают нетепловые электростанции с ростом их установленной мощности на 29–49 % и производства электроэнергии в 1,4 - 1,6 раза. При этом к 2035 году выработка электроэнергии на АЭС увеличится в 1,4-1,8 раза, на ГЭС – в 1,2-1,3 раза, на электростанциях, функционирующих на основе НВИЭ, - в 9 - 14 раз.

Централизованный отпуск тепла на первом этапе снизится на 2 %, но в целом за 2015-2035 гг. он увеличится на 2-6 % (с 1300 до 1325-1380 млн. Гкал)[37].

1.3 Методические основы оценки эффективности инвестиционных энергетических проектов

На сегодняшний день, эффективность всех промышленных сфер деятельности, в том числе и энергетики, зависит от эффективного вложения инвестиций с целью преумножить их, и как следствие, получить помимо экономического эффекта, еще и социальный. То есть, создать какое-то благо для общества, а так же увеличить рыночную стоимость компании[39].

В условиях рыночной экономики, для поиска инвестиций существуют множество возможностей. Однако принятие решений по инвестированию осложняется различным факторами, таким как: тип инвестиций, стоимость инвестиционного проекта, ограниченность финансовых ресурсов, риск и так далее [40].

Для того чтобы оценить влияние данных факторов на принятия решений об исполнении инвестиционного проекта, необходимо дать формальное определение инвестициям.

Итак, под инвестициями, в соответствии с Федеральным законом от 25.02.99 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», понимаются: «денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта»[7].

Согласно Федеральному закону от 25.02.99 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений»[7], все инвестиционные объекты должны подвергаться обязательной экспертизе еще до их утверждения. Это требуется для оценки эффективности капитальных вложений, а так же для предотвращения создания объектов, нарушающих права физических и юридических лиц или противоречащих интересам государства.

Для оценки показателей экономической эффективности проекта в работе были выполнены экономические расчеты в соответствии со следующими нормативно–методическими документами:

- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утверждены Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.;

- Практические рекомендации по оценке и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Утверждены РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 № 54.

Формы и содержание проектов могут быть разнообразными - от плана строительства нового предприятия до целесообразности приобретения недвижимости[42].

У инвестиционного процесса есть три основных этапа. Суммарная продолжительность этих этапов составляет срок жизни проектов[42].

Первый и, порой, самый длительный этап - прединвестиционный. На этом этапе проект разрабатывается, готовится его технико-экономическое обоснование, осуществляется выбор поставщиков материалов и оборудования, а так же оформляются юридические документы проекта.

Следующий период - фаза инвестирования. На этом этапе формируются постоянные активы предприятия, это и отличает фазу инвестирования от предыдущего и последующего этапа. Начинают предприниматься действия, носящие необратимый характер, такие как закупка оборудования или строительство.

Как только основное оборудование вводится в действие, начинается следующий этап - этап эксплуатации. Этот период характеризуется началом производства продукции или оказания услуг и денежными поступлениями и текущими издержками.

Соответственно, чем дольше продлится эта фаза, тем больше будет величина совокупного дохода.

Оценка инвестиционных проектов строительства, расширения, реконструкции или технического перевооружения электроэнергетических объектов определяется технологическими особенностями этих объектов, а также системной спецификой совместной работы объектов электроэнергетической отрасли.

К системным особенностям электроэнергетики являются следующие особенности.

Непрерывность и одновременность процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Это дополняется практической невозможностью эффективного аккумулирования электроэнергии в масштабах необходимых для крупных энергообъединений. Тем не менее, в каждый момент времени должен соблюдаться жесткий баланс производства и потребления электроэнергии с учетом потерь в пределах каждой замкнутой в энергетическом смысле части страны. Такой баланс в основном обеспечивается за счет маневренности энергетического генерирующего оборудования, а в критической ситуации дополняется возможностью экстренного отключения потребителей.

Сильная технологическая зависимость функционирования и эффективной работы всех отраслей экономики страны от бесперебойного и полного удовлетворения их потребностей в энергии. При этом сроки сооружения энергообъектов обычно выше, чем у объектов - потребителей энергии. Это предопределяет необходимость, в ряде случаев, заблаговременного сооружения энергообъектов под ожидаемые (прогнозируемые) объемы потребления энергии и мощности.

Высокая частота протекания процессов, отсюда повышенные требования к автоматизации управления энергетическими установками. Эти требования вызваны параллельной работой генерирующего оборудования всех электростанций в каждый момент времени синхронно по частоте тока и фазам напряжения в масштабах непрерывного производства Единой электроэнергетической системы страны (ЕЭС).

Непосредственное соединение между собой всех агрегатов электростанций, подстанций и других элементов энергосистемы, обеспечивающих ее технологическое единство, с помощью электрических сетей и вытекающая отсюда опасность практически мгновенного развития и распространения каждой аварии с возникновением большого ущерба для экономики региона или страны[39].

Переменный режим нагрузки энергетических предприятий в каждый момент времени с характерными трендами в суточном, недельном, месячном и годовом разрезах, вызванный совокупностью случайных и прогнозируемых составляющих процессов включения, отключения и изменения режимов работы отдельных потребителей.

В зависимости от размещения источника энергии по отношению к потребителям системы энергоснабжения они делятся на децентрализованные и централизованные.

Основным отличием децентрализованного энергоснабжения является практическое отсутствие наружных энергосетей, а энергопроводы местных распределительных систем имеют минимальную протяженность. Системы децентрализованного энергоснабжения разделяются на индивидуальные и местные[42].

В индивидуальных системах энергоснабжение каждого помещения обеспечивается от отдельного источника. В местных системах энергоснабжение каждого здания обеспечивается от отдельного источника энергии.

В системах централизованного энергоснабжения источник энергии энергоприемники потребителей размещены раздельно, часто на значительном расстоянии, поэтому энергия от источника до потребителя передается по электрическим сетям.

В процессе оценки эффективности и привлекательности проектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов необходимо корректно учитывать общую целевую структуру отрасли, организационные формы энергетических компаний и сценарии развития

внешнего окружения проекта, уметь прогнозировать в складывающихся условиях (в период и после реструктуризации) возможные объемы поставок произведенной конечной продукции и услуг, а также темпы роста цен и тарифов на них на основе прогнозов развития разных энергетических бизнесов конкурентной внешней среды. Для этого необходимо иметь представление об организационных аспектах деятельности энергокомпаний в современных условиях[42].

На рисунке 1 приведена предлагаемая концептуальная схема оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике.

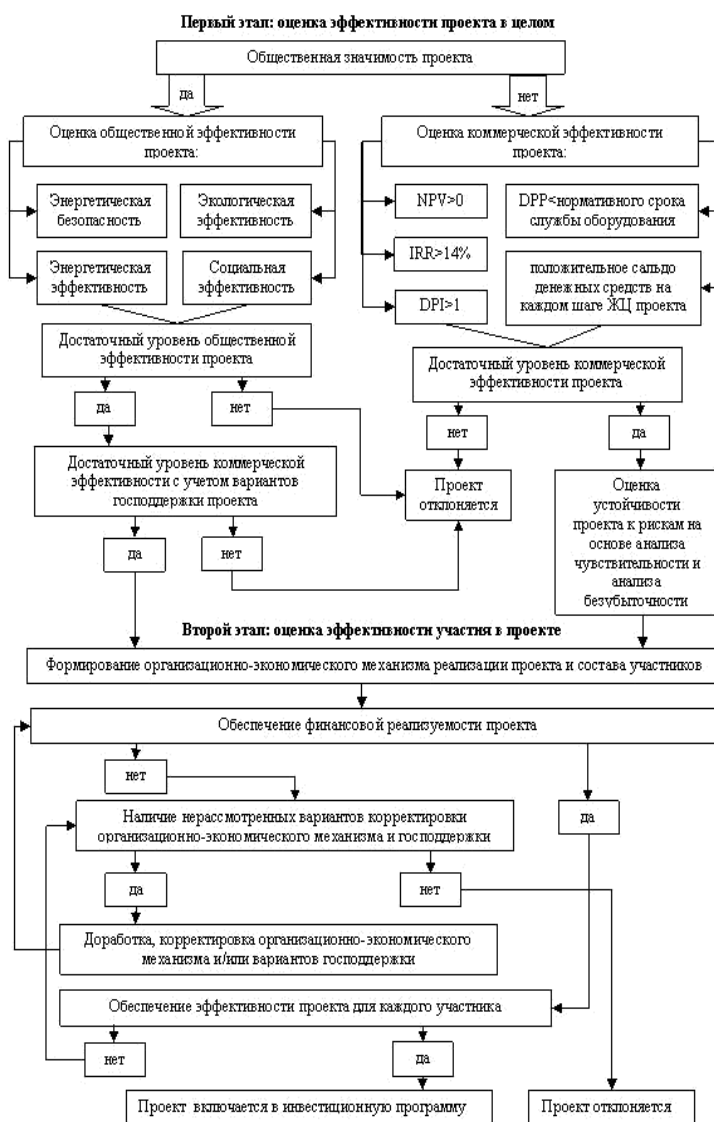


Рисунок 1 - Концептуальная схема оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике

На первом этапе (верхняя половина концептуальной схемы) происходит оценка эффективности проекта в целом. Для начала определяется направленность проекта, которая зависит от общественной значимости проекта, оказывает ли реализация проекта или отказ от него влияние на социально-экономические параметры внешней среды. Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность, если она оказывается приемлемой, можно переходить ко второму этапу оценки. Для крупномасштабных, народнохозяйственных и глобальных проектов в первую очередь оценивается их общественная эффективность, которая может включать в себя:

- энергетическую безопасность - оценка повышения устойчивости энергосистемы/предприятия к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам;

- энергоэффективность оценка снижения энергоемкости и топливоемкости производства энергии, посредством энергосбережения;

- экологическую эффективность - минимизация негативного влияния производства, передачи и потребления энергии на окружающую среду и климат; оценка предотвращенного ущерба от выбросов в атмосферу, от загрязнения почвы, от загрязнения водных ресурсов;

- социальную эффективность – социальный эффект от реализации проекта определяется снижением себестоимости производства энергии, увеличением количества рабочих мест, улучшением условий труда,

- повышением уровня обеспеченности электроэнергией, улучшением окружающей среды, повышением доступности и качества услуг жилищно-коммунального хозяйства[42].

Если общественная эффективность неудовлетворительна, то проект не рекомендуется к реализации и не может претендовать на государственную поддержку. Если же обеспечен достаточный уровень общественной эффективности, то следующим этапом является оценка коммерческой эффективности проекта. Если определенный уровень коммерческой

эффективности обеспечивается проектом, то, опять же, можно переходить ко второму этапу оценки.

Если реализация проекта не принесет ожидаемого эффекта, то рекомендуется рассмотреть некоторые меры государственной поддержки.

Если такие меры обеспечивают положительную коммерческую эффективность проекта, то проект рассматривается более подробно для обоснования размеров и форм государственной поддержки. Если же проект остается коммерчески неэффективным при всех рассмотренных мерах государственной поддержки, то он должен быть отклонен за нецелесообразностью.

На втором этапе оценки уточняется состав участников, определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте каждого из них.

Для локальных проектов - это эффективность участия в проекте отдельных предприятий-участников, эффективность инвестирования в акции и эффективность участия бюджета в реализации проекта.

Для общественно значимых проектов на этом этапе определяется региональная эффективность, так же, при необходимости, отраслевая эффективность[39].

Итак, можно выделить следующие виды эффективности инвестиционных проектов:

а) эффективность проекта в целом:

- общественная эффективность. Учитывает социально-экономические последствия для общества в целом;

- коммерческая эффективность. Учитывает финансовые последствия для участника проекта, если он один.

Цель оценки эффективности проекта в целом - определить потенциальную привлекательность проекта для возможных участников и поиска источника финансирования.

б) эффективность участия в проекте:

- эффективность участия предприятий в проекте;

- эффективность инвестирования в акции предприятия;
- эффективность участия в проекте структур более высокого характера по отношению к предприятиям - участникам, в том числе региональная, отраслевая эффективность;
- бюджетная эффективность проекта.

Цель оценки эффективности участия в проекте - проверка реализуемости проекта и заинтересованности в нем его участников.

При получении негативных результатов, если в процессе расчетов выяснится, что проект оказывается финансово нереализуемым или неэффективным для какого-либо участника, производится корректировка организационно - экономического механизма реализации проекта, в том числе состава участников, схемы финансирования и мер государственной поддержки проекта, если таковые необходимы.

Экономическая оценка инвестиционных проектов занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств в операции с реальными активами. При всех прочих благоприятных характеристиках проекта он никогда не будет принят к реализации, если не обеспечит[39]:

- а) возмещение вложенных средств за счет доходов от реализации товаров или услуг;
- б) получение прибыли, обеспечивающей рентабельность инвестиций не ниже желательного для предприятия уровня;
- в) окупаемости инвестиций в пределах срока, приемлемого для предприятия.

Определение реальности достижения именно таких результатов инвестиционной деятельности и является ключевой задачей оценки финансово-экономических параметров любого проекта вложения средств в активы[39].

Проведение такой оценки всегда является достаточно сложной задачей, что объясняется рядом факторов:

- а) во-первых, инвестиционные расходы могут осуществляться либо

разово, либо неоднократно на протяжении достаточно длительного периода времени (иногда до нескольких лет);

б) во-вторых, длителен и процесс получения результатов от реализации инвестиционных проектов (во всяком случае, он превышает один год);

в) в-третьих, осуществление длительных операций приводит к росту неопределенности при оценке всех аспектов инвестиций и к риску ошибки.

Именно наличие этих факторов породило необходимость создания специальных методов оценки инвестиционных проектов, позволяющих принимать достаточно обоснованные решения с минимально возможным уровнем погрешности[39].

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их стоимости на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0 . Момент приведения может не совпадать с базовым моментом (началом отсчета времени, t_0). В качестве момента приведения наиболее часто (но не всегда) выбирают либо базовый момент ($t^0 = t_0$), либо начало периода, когда в результате реализации инвестиционного проекта предприятие начнет получать чистую прибыль. Наиболее часто применяемые методы финансового профиля проекта изображены на рисунке 2.

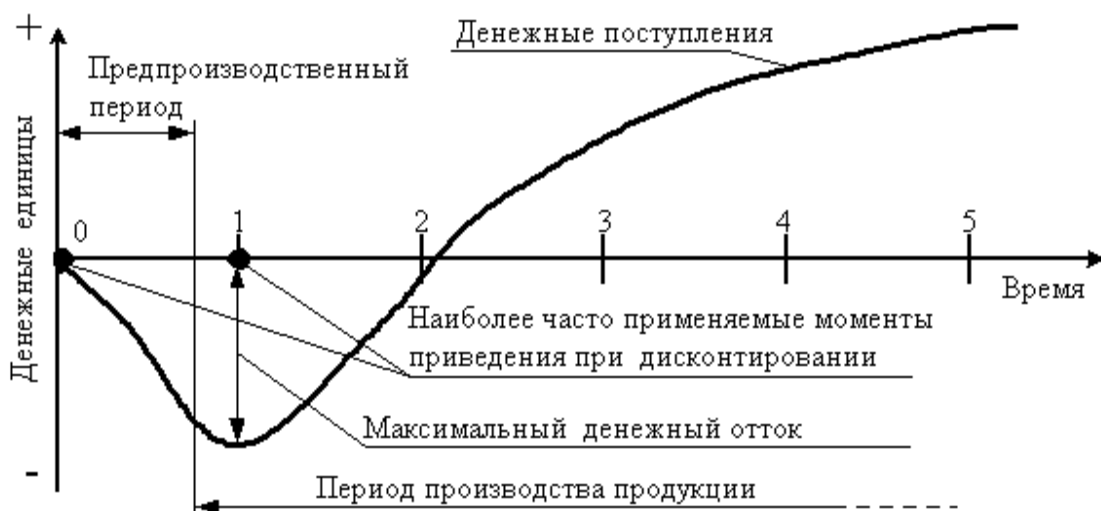


Рисунок 2 - Наиболее часто применяемые моменты приведения

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения $ЧДП_m(CF_m)$ на коэффициент дисконтирования рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = 1 / (1 + E)^{t_m - t^0}, \quad (1)$$

где t_m - момент окончания m -го шага расчета;

E - норма дисконта, выраженная в долях единицы в год;

$t_m - t^0$ - шаги расчёта в годах.

Формула (1) справедлива для постоянной нормы дисконта, т.е. когда E неизменна в течение экономического срока жизни инвестиций или горизонта расчета.

Норма дисконта (Rate of Discount) - с экономической точки зрения это норма прибыли, которую инвестор обычно получает от инвестиций аналогичного содержания и степени риска. Таким образом, это ожидаемая инвестором норма прибыли (Opportunity Rate of Return)[39].

Норма дисконта (E) является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности ИП.

В отдельных случаях значение нормы дисконта может выбираться различным для разных шагов расчета (переменная норма дисконта), это может быть целесообразно в случаях:

- переменного по времени риска;
- переменной по времени структуры капитала при оценке коммерческой эффективности ИП;
- переменной по времени ставке процента по кредитам и др.

Коммерческая норма дисконта (E) используется при оценке коммерческой эффективности проекта; она определяется с учетом

альтернативной эффективности использования капитала. Иными словами, коммерческая норма дисконта - это желаемая (ожидаемая) норма прибыльности (рентабельности), т.е. тот уровень доходности инвестируемых средств, который может быть обеспечен при помещении их в общедоступные финансовые механизмы (банки, финансовые компании и т.п.), а не при использовании в данном инвестиционном проекте. Таким образом, E - это цена выбора (альтернативная стоимость) коммерческой стратегии, предполагающей вложение денежных средств в инвестиционный проект [39].

Для оценки коммерческой эффективности проекта в целом зарубежные специалисты по управлению финансами рекомендуют применять коммерческую норму дисконта, установленную на уровне стоимости капитала (CC).

Говоря о стоимости капитала, имеется в виду, что она представляет собой цену выбора или альтернативную стоимость его использования (appportunity cost).

Это вызвано тем, что деньги - это один из видов ограниченных (экономических) ресурсов, а потому, направляя их на финансирование одного типа коммерческих операций, мы делаем невозможным вложение этих средств в другие виды деятельности.

Отсюда вытекает принципиально важное положение: вложение средств оказывается оправданным только в том случае, если это приносит доход больший, чем по альтернативным проектам с тем же уровнем риска.

Если инвестиционный проект осуществляется за счет собственного капитала фирмы, то коммерческая норма дисконта, используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков первой категории надежности.

При экономической оценке инвестиционных проектов, осуществляемых за счет заемных средств, норма дисконта принимается равной ставке процента.

Поскольку в большинстве случаев привлекать капитал приходится не из одного источника, а из нескольких (собственный капитал и заемный капитал), то обычно стоимость капитала формируется под влиянием необходимости обеспечить некий усредненный уровень прибыльности. Поэтому средневзвешенная стоимость капитала WACC (Weighted Average Cost of Capital) может быть определена как тот уровень доходности, который должен приносить инвестиционный проект, чтобы можно было обеспечить получение всеми категориями инвесторов дохода, аналогичного тому, что они могли бы получить от альтернативных вложений с тем же уровнем риска[39].

В этом случае WACC формируется как средневзвешенная величина из требуемой прибыльности по различным источникам средств, взвешенной по доле каждого из источников в общей сумме инвестиций.

Общая формула для определения средневзвешенной стоимости капитала имеет следующий вид:

$$WACC = \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i, \quad (2)$$

где n - количество видов капиталов;

E_i - норма дисконта i -го капитала, руб.;

d_i - доля i -го капитала в общем капитале, %.

Основные показатели эффективности инвестиционных проектов.

В основе анализа инвестиционных проектов лежит оценка и сравнение объема предполагаемых инвестиций (K) и будущих денежных поступлений (P). Так как денежные средства имеют временную ценность, необходимо решать проблему сопоставимости элементов денежного потока. Относиться к проблеме сопоставимости можно по-разному, в зависимости от существующих объективных и субъективных условий:

- размера инвестиций и доходов;
- темпа инфляции;
- горизонта прогнозирования; уровня квалификации аналитика.

Инвестиционный процесс является объектом количественного финансового анализа, в котором инвестиционный проект рассматривается как денежный поток.

Инвестиционный процесс, с финансовой точки зрения, объединяет два противоположных процесса - создание производственного или иного объекта, на который затрачиваются определенные средства (К) и последовательное получение дохода.

Оба эти процесса протекают последовательно или параллельно. Отдача от инвестиций может начаться до завершения процесса вложений. Фактор времени (t), распределение расходов и доходов во времени играют большую роль, чем размеры сумм, особенно в долгосрочных операциях и в условиях инфляции[39].

Продолжительность расчетного периода, или горизонт расчета, соответствует продолжительности создания, эксплуатации объекта или достижения заданных характеристик прибыли, или других требований инвестора.

Международная практика обоснования инвестиционных проектов использует несколько показателей, позволяющих подготовить решение о целесообразности (нецелесообразности) вложения средств.

Эти показатели можно объединить в две группы:

а)показатели, определяемые на основании использования концепции дисконтирования:

- чистая текущая стоимость;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования;
- максимальный денежный отток с учетом дисконтирования.

б)показатели, не предполагающие использования концепции дисконтирования:

- простой срок окупаемости инвестиций;

- показатели простой рентабельности инвестиций;
- чистые денежные поступления;
- индекс доходности инвестиций;
- максимальный денежный отток.

Простые (рутинные) методы оценки инвестиций относятся к числу наиболее старых и широко использовались еще до того, как концепция дисконтирования денежных потоков приобрела всеобщее признание в качестве способа получения самой точной оценки приемлемости инвестиций. Поэтому особое внимание уделим показателям, определяемым на основании использования концепции дисконтирования[39].

Простой срок окупаемости инвестиций. Простым сроком окупаемости инвестиций (payback period) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальным моментом обычно является начало первого шага или начало операционной деятельности. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого кумулятивные текущие чистые денежные поступления $NV(k)$ становятся и в дальнейшем остаются неотрицательными.

Метод расчета срока окупаемости РР инвестиций состоит в определении того срока, который понадобится для возмещения суммы первоначальных инвестиций. Если сформулировать суть этого метода более точно, то он предполагает вычисление того периода, за который кумулятивная сумма денежных поступлений сравнивается с суммой первоначальных инвестиций.

Формула расчета срока окупаемости имеет вид:

$$PP = K_0 / CF_{ср}, \quad (3)$$

где PP - срок окупаемости инвестиций, лет;

K_0 - первоначальные инвестиции, руб.;

$CF_{ср}$ - среднегодовая стоимость денежных поступлений от реализации инвестиционного проекта, руб.

Иначе говоря, срок окупаемости инвестиций (PP) равен времени при котором:

$$\sum_{n=0}^t Pn > K, \quad (4)$$

где K - размер инвестиций, руб.;

P_n - ежегодный чистый доход, руб.

Экономический смысл PP - это количество лет, через которые произойдет окупаемость проекта.

Простой срок окупаемости является широко используемым показателем для оценки того, возместятся ли первоначальные инвестиции в течение срока их экономического жизненного цикла инвестиционного проекта[39].

Показатель срока окупаемости без учета фактора времени очень прост в расчетах, вместе с тем, он имеет ряд недостатков:

- не учитывает влияния доходов последних периодов;
- нет различия между проектами с одинаковой суммой, но разными вложениями по годам;
- он не связан с экономическим сроком жизни инвестиций и поэтому не может быть реальным критерием прибыльности.

Данный показатель (PP) используется в том случае, когда больше волнует проблема ликвидности, а не прибыльность проекта, когда главным является быстрая окупаемость инвестиций, а также, в случаях с высокой степенью риска инвестиций. Чем короче срок окупаемости проекта, тем меньше риск.

Пользуясь показателем простой окупаемости, надо всегда помнить, что он хорошо работает только при справедливости следующих допущений:

- а) все сопоставляемые с его помощью инвестиционные проекты имеют одинаковый экономический срок жизни;
- б) все проекты предполагают разовое вложение первоначальных инвестиций;
- в) после завершения вложения средств инвестор начинает получать

примерно одинаковые ежегодные денежные поступления на протяжении всего периода экономической жизни инвестиционных проектов.

Именно поэтому расчет срока окупаемости не рекомендуется использовать как основной метод оценки приемлемости инвестиций.

К нему целесообразно обращаться только ради получения дополнительной информации, расширяющей представление о различных аспектах оцениваемого инвестиционного проекта[39].

Важнейшим показателем эффективности инвестиционного проекта является чистый дисконтированный доход (другие названия ЧДД - интегральный экономический эффект, чистая текущая приведенная стоимость, чистый дисконтированный доход, Net Present Value, NPV) - накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. ЧДД рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_m (\Pi_m - O_m) \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}, \quad (5)$$

где Π_m - приток денежных средств на m-м шаге;

O_m - отток денежных средств на m-м шаге;

$\frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}$ - коэффициент дисконтирования на m-м шаге.

На практике часто пользуются модифицированной формулой:

$$\text{ЧДД} = \sum_m (\Pi_m - O'_m) \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}} - \sum_m K_m \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}, \quad (6)$$

где O'_m - величина оттока денежных средств на m-м шаге без инвестиций;

K_m - инвестиции (капиталовложения на том же шаге).

Для оценки эффективности инвестиционного проекта за первые K шагов расчетного периода рекомендуется использовать показатель текущей ЧДД.

$$ЧДД(K) = \sum_{m=0}^K (P_m - O_m) \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}. \quad (7)$$

Чистая текущая стоимость используется для сопоставления инвестиционных затрат и будущих поступлений денежных средств, приведенных в эквивалентные условия.

Если:

- а) $ЧДД > 0$ - проект следует принять;
- б) $ЧДД < 0$ - проект следует отвергнуть;
- в) $ЧДД = 0$ - проект ни прибыльный, ни убыточный.

Для определения чистой текущей стоимости, прежде всего, необходимо подобрать норму дисконтирования и, исходя из ее значения, найти соответствующие коэффициенты дисконтирования за анализируемый расчетный период[39].

Ставка E устанавливается аналитиком (инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

Результат сравнения двух проектов с различным распределением эффекта во времени может существенно зависеть от нормы дисконтирования. Поэтому объективный выбор ее величины очень важен.

В рыночной экономике эта величина определяется, исходя из депозитного процента по вкладам. На практике она принимается большей его значения за счет инфляции и риска, связанного с инвестициями.

Если принять норму дисконта ниже депозитного процента, инвесторы предпочтут класть деньги в банк, а не вкладывать их в производство, если же норма дисконта станет выше депозитного процента с учетом инфляции и риска, возникнет перетекание денег в инвестиции, далее - повышенный спрос на деньги и, как следствие, повышение их цены, т. е. банковского процента.

После определения дисконтированной стоимости притоков и оттоков

денежных средств чистая текущая стоимость определяется как разность между указанными двумя величинами. Полученный результат может быть как положительным, так и отрицательным.

Таким образом, чистая текущая стоимость показывает, достигнут ли инвестиции за экономический срок их жизни желаемого уровня отдачи:

а) положительное значение чистой текущей стоимости показывает, что за расчетный период дисконтированные денежные поступления превысят дисконтированную сумму капитальных вложений и тем самым обеспечат увеличение ценности фирмы;

б) наоборот, отрицательное значение чистой текущей стоимости показывает, что проект не обеспечит получения нормативной (стандартной) нормы прибыли и, следовательно, приведет к потенциальным убыткам[39].

Наиболее эффективным является применение показателя чистой текущей стоимости в качестве критериального механизма, показывающего минимальную нормативную рентабельность (норму дисконта) инвестиций за экономический срок их жизни. Если ЧТС является положительной величиной, то это означает возможность получения дополнительного дохода сверх нормативной прибыли, при отрицательной величине чистой текущей стоимости прогнозируемые денежные поступления не обеспечивают получения минимальной нормативной прибыли и возмещения инвестиций. При чистой текущей стоимости, близкой к 0 нормативная прибыль едва обеспечивается (но только в случае, если оценки денежных поступлений и прогнозируемого экономического срока жизни инвестиций окажутся точными).

Несмотря на все эти преимущества оценки инвестиций, метод чистой текущей стоимости не дает ответа на все вопросы, связанные с экономической эффективностью капиталовложений.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций. Индекс доходности дисконтированных инвестиций (другие названия - ИДД, рентабельность инвестиций, Profitability Index, PI) - отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной

величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. ИДД равен увеличенному на единицу отношению ЧДД (NPV) к накопленному дисконтированному объему инвестиций[39].

Формула для определения ИДД имеет следующий вид:

$$ИДД = \frac{\sum_m (П_m - О_m) \cdot \frac{1}{(1+E)^{t_m-t^0}}}{\sum_m K_m \cdot \frac{1}{(1+E)^{t_m-t^0}}}, \quad (8)$$

или

$$ИДД = 1 + \frac{ЧДД}{\sum_m K_m \cdot \frac{1}{(1+E)^{t_m-t^0}}}. \quad (9)$$

При расчете ИДД могут учитываться либо все капиталовложения за расчетный период, включая вложения в замещение выбывающих основных фондов, либо только первоначальные капитальные вложения, осуществляемые до ввода предприятия в эксплуатацию.

В этом случае соответствующие показатели будут иметь различные значения.

Графическая интерпретация индекса дисконтированной доходности приведена на рисунке 3.

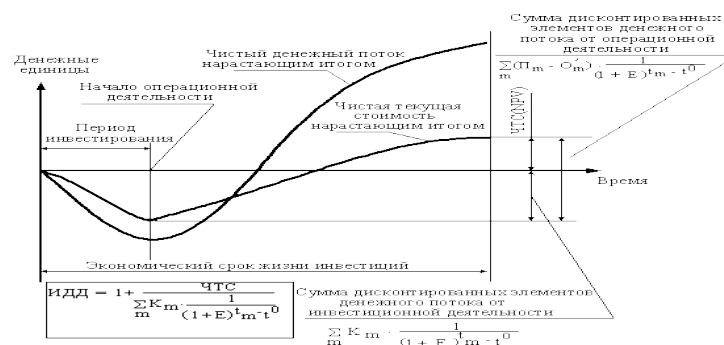


Рисунок 3 - Графическая интерпретация индекса доходности дисконтированных инвестиций

Индексы доходности дисконтированных инвестиций превышают 1, если и только если для этого потока чистая текущая стоимость положительна.

Чем выше индекс доходности дисконтированных инвестиций, тем лучше проект.

При ИДД меньше 1 - проект не обеспечивает получение минимальной нормативной прибыли.

ИДД, равный 1 выражает нулевую чистую текущую стоимость.

В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем, поэтому он удобен при выборе из ряда альтернативных проектов, имеющих примерно одинаковые значения ЧДД.

Внутренняя норма доходности. Внутренняя норма доходности (другие названия - ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма прибыли, внутренний коэффициент эффективности, Internal Rate of Return, IRR).

В наиболее распространенном случае инвестиционных проектов, начинающихся с (инвестиционных) затрат и имеющих положительное значение чистых денежных поступлений, внутренней нормой доходности называется положительное число E_v если:

- при норме дисконта $E=E_v$ чистая текущая стоимость проекта обращается в 0;
- то число единственное.

В более общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число E_v , что при норме дисконта $E=E_v$ чистая текущая стоимость проекта обращается в 0, при всех больших значениях E - отрицательна, при всех меньших значениях E - положительна. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

Финансирование проекта может осуществляться из разных источников:

- собственный капитал;
- ссуды банка;
- кредиторская задолженность и др.

Каждый источник имеет свою цену. Собственный капитал

характеризуется дивидендом, ссуда - банковским процентом, кредиторская задолженность - скидкой, в зависимости от срока задолженности.

Сложившаяся цена всех источников называется ценой капитала (СС). Экономический смысл показателя ВНД: предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера, уровень рентабельности которых не ниже цены капитала (СС) [39,55].

Показатель ВНД связывается с показателем СС таким образом:

Если:

- а) $ВНД > СС$ - проект следует принять;
- б) $ВНД < СС$ - проект следует отвергнуть;
- в) $ВНД = СС$ - проект безразличен.

Чем выше ВНД, тем больше свободы у предприятия в выборе источника финансирования.

Если вернуться к описанным выше уравнениям (5) и (6), то ВНД - это значение нормы дисконта (Е) в этих уравнениях, при которой чистая текущая стоимость будет равна нулю, т. е.:

$$ЧДД = \sum_m (P_m - O_m) \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}} = 0, \quad (10)$$

$$ЧДД = \sum_m (P_m - O_m) \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}} - \sum_m K_m \cdot \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}} = 0. \quad (11)$$

Предположим, что будут рассматриваться инвестиционные проекты, при реализации которых:

- надо сначала осуществить затраты денежных средств (допустить отток средств) и лишь потом можно рассчитывать на денежные поступления (притоки средств);

- денежные поступления носят кумулятивный характер, причем их знак меняется лишь однажды (т.е. сначала они могут быть отрицательными, но, став затем положительными, будут оставаться такими на протяжении всего расчетного периода).

Для таких инвестиций справедливо утверждение о том, что чем выше норма дисконта (E), тем меньше величина интегрального эффекта (ЧТС, NPV), что как раз и иллюстрирует рисунок 4.

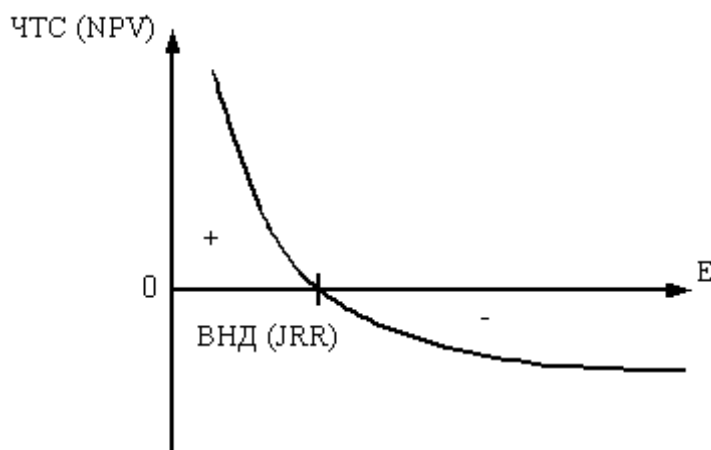


Рисунок 4 - Зависимость величины ЧДД от уровня нормы дисконта

ВНД определяется как та норма дисконта (E), при которой чистая текущая стоимость равна нулю, т.е. инвестиционный проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведет к ее снижению. Именно поэтому в отечественной литературе ВНД иногда называют поверочным дисконтом, так как она позволяет найти граничное значение нормы дисконта (E_b), разделяющее граничные инвестиции на приемлемые и не выгодные. Для этого ВНД сравнивают с принятой для проекта нормой дисконта (E).

Внутренняя норма доходности может быть использована также[39]:

а) для экономической оценки проектных решений, если известны приемлемые значения ВНД (зависящие от области применения) у проектов данного типа;

б) для оценки степени устойчивости инвестиционных проектов по разности $ВНД - E$;

в) для установления участниками проекта нормы дисконта E по данным о внутренней норме доходности альтернативных направлений вложения ими собственных средств.

Срок окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования. Сроком

окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования. Моментом окупаемости с учетом дисконтирования называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущая чистая текущая стоимость ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательной, показано на рисунке 5.

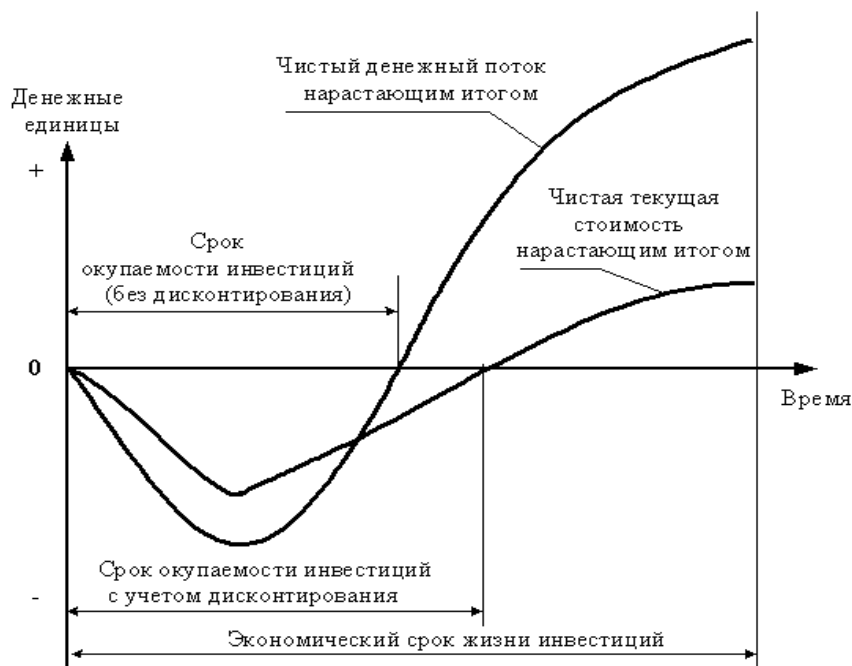


Рисунок 5 - Графическая интерпретация срока окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования

Из всех рассмотренных критериев наиболее приемлемыми для принятия решения инвестиционного характера являются критерии ЧДД, ВНД и ИДД. Несмотря на взаимосвязь между этими показателями, проблема выбора критерия все же остается.

Ни один из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных критериев и интересов всех участников инвестиционного проекта. Важную роль в этом решении должна играть также структура и распределение во времени капитала, а также другие факторы

С переходом нашей страны к рыночной экономике, в связи с либерализацией цен, появлением платности финансовых ресурсов, необходимостью учета интересов всех участников инвестиционного процесса, потребовался новый взгляд на оценку эффективности инвестиционных решений [39,49].

В утвержденных в 1994 году Правительством РФ «Методических рекомендациях по оценке инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», а затем и во второй редакции «Методических рекомендаций» от 2000 г. сделана попытка унифицировать используемые в России зарубежные и отечественные методы оценки эффективности инвестирования, учесть особенности переходного периода в экономике, многообразие интересов участников инвестиционного процесса, необходимость максимального устранения неполноты и неточности информации, влияющих на качество оценки эффективности инвестиционных проектов.

К достоинствам данных рекомендаций следует отнести использование в них таких широко применяемых методологических правил, таких как:

- а) моделирование потоков продукции, ресурсов и денежных средств;
- б) учет результатов анализа рынка, финансового состояния предприятия, претендующего на реализацию проекта, степени доверия к руководителям проекта, влияния его реализации на окружающую среду и т. д.;
- в) определение эффекта посредством сопоставления предстоящих интегральных результатов и затрат с ориентацией на достижение требуемой нормы дохода на капитал или иных показателей (чистый дисконтированный доход - ЧДД или интегральный эффект, индекс доходности - ИД, внутренняя норма доходности - ВНД, срок окупаемости, другие показатели, отражающие интересы участников или специфику проекта);
- г) приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности в начальном периоде;
- д) учет влияния инфляции, задержек платежей и других факторов, влияющих на ценность используемых денежных средств;

е) учет неопределенности и рисков, связанных с осуществлением проекта.

В 1997 г. на базе «Методических рекомендаций...» были подготовлены «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике». В 2000 году ведущими специалистами отрасли, РАО «ЕЭС России» и ОАО «Научный центр прикладных исследований (НЦПИ)» подготовлено второе, дополненное и переработанное издание «Практических рекомендаций» и утверждено РАО «ЕЭС России». Отраслевые рекомендации выполнены в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утвержденными Госстроем России, Минэкономики России, Минфином России и Госпромом России и адаптированы к условиям электроэнергетической отрасли.

Оценка эффективности ИП должна осуществляться на стадиях:

- а) разработки инвестиционного предложения и декларации о намерениях (экспресс-оценка инвестиционного предложения);
- б) разработки «Обоснования инвестиций»;
- в) разработки ТЭО (проекта);
- г) осуществления ИП (экономический мониторинг).

Принципы оценки эффективности ИП одинаковы на всех стадиях. Оценка может различаться по видам рассматриваемой эффективности, а также по набору исходных данных и степени подробности их описания. На разных стадиях оценки эффективности ИП в соответствии с результатами расчетов и требованиями заказчика (коммерческие банки, государство и др.) может формироваться финансовый раздел бизнес-плана ИП [39,56].

На стадии разработки инвестиционного предложения во многих случаях можно ограничиться оценкой эффективности ИП в целом. Схема финансирования проекта может быть намечена в самых общих чертах (в том числе по аналогии, на основании экспертных оценок).

При разработке Обоснования инвестиций и ТЭО (проекта) должны оцениваться все приведенные выше виды эффективности. При этом:

а) на стадии разработки обоснования инвестиций схема финансирования может быть ориентировочной;

б) на стадии разработки ТЭО (проекта) должны использоваться реальные исходные данные, в том числе и по схеме финансирования.

В процессе экономического мониторинга ИП рекомендуется оценивать и сопоставлять с исходным расчетом только показатели эффективности участия предприятий в проекте. Если при этом обнаруживается, что показатели эффективности, полученные при исходном расчете, не достигаются, рекомендуется на основании расчета эффективности инвестиций для участников ИП с учетом только предстоящих затрат и результатов рассмотреть вопрос о целесообразности продолжения проекта, введения в него изменений и т.д., после чего пересчитать эффективность участия предприятия-проектостроителя и эффективность инвестирования в акции других участников (в частности, для оценки степени привлекательности проекта для акционеров). Для решения задач анализа может оказаться необходимым учитывать все затраты по проекту, а не только предстоящие[39,51].

2 Обоснование инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

2.1 Организационно – экономическая характеристика ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Открытое акционерное общество «Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)» - объединенная компания, созданная в результате присоединения ОАО «Красноярская генерация» и ОАО «ТГК-13» к ОАО «Хакасская генерирующая компания», которое 21 декабря 2006 года было переименовано в ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». 31 декабря 2006 года состоялся переход на единую акцию, и деятельность ОАО «Красноярская генерация» и ОАО «ТГК-13» была прекращена. 1 июля 2008 года состоялось выделение ОАО «Енисейская ТГК Холдинг» из состава ОАО РАО «ЕЭС России» с одновременным присоединением к ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

28 апреля 2012 г. в ходе реорганизации группы «Сибирская генерирующая компания» (СГК) из состава предприятий АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» в отдельные акционерные общества были выделены: ОАО «Красноярская ТЭЦ-1», ОАО «Назаровская ГРЭС», ОАО «Красноярская теплотранспортная компания» (КТТК), ОАО «Красноярская ТЭЦ-4», ОАО «Красноярская электростанция».

Сегодня в состав ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» входят филиалы, производящие тепловую и электрическую энергию для потребителей городов Красноярск, Минусинск (Красноярский край) и Абакана (Республика Хакасия):

- Красноярская ТЭЦ-2,
- Красноярская ТЭЦ-3,
- Минусинская ТЭЦ;
- Абаканская ТЭЦ.

Красноярская ТЭЦ-2 отапливает и снабжает горячей водой Свердловский, Центральный, Железнодорожный и Октябрьский районы Красноярска и поставляет пар предприятиям южного промышленного узла (ХМЗ, «Кульбытстрой», «Волна», цементный завод, кондитерская фабрика «Краскон»). ТЭЦ-2 - одна из самых экономичных теплоэлектроцентралей по удельному расходу условного топлива на единицу продукции в стране. Она может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Оборудование Красноярской ТЭЦ-2 включает 3 котлоагрегата паропроизводительностью 380 т/ч каждый, 3 котлоагрегата паропроизводительностью 500 т/ч, 2 котлоагрегата тепловой мощностью 135 Гкал/час каждый, 3 турбоагрегата с установленной мощностью 110 Мвт каждый, 1 турбоагрегат с установленной электрической мощностью 135 МВт.

На ТЭЦ-2 реализуются инвестиционные проекты по модернизации дополнительного сетевого насоса производительностью 2500 т/ч и подпорного сетевого насоса для обеспечения циркуляции по городу. Выполнена модернизация ротора ЦНД турбины станционный номер четыре - для обеспечения надежности работы оборудования.

Красноярская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию 22 декабря 1979 года. До 1961 года она являлась цехом химико-металлургического завода. В связи с нехваткой в городе тепловых мощностей было принято решение о строительстве второй очереди ТЭЦ-2.

Котлы БКЗ-420-140-ПТ1 производительностью 420 т/ч. и БКЗ-500-140 производительностью 500 т/ч. были и остаются передовой разработкой в российской и мировой энергетике. Проектировал их Барнаульский котельный завод - как экспериментальные. В процессе монтажа и первых пусковых операций разработчики видели, где ошиблись, корректировали проект и доводили опытные образцы до совершенства.

По мере увеличения нагрузки на ТЭЦ-2 по дну Енисея был положен дюкерный проход длиной 600 метров - для подачи тепла в центральную часть Красноярска[44].

Красноярская ТЭЦ-3 - самая современная электростанция города Красноярска. Она обеспечивает теплом промышленные предприятия Советского района - в частности, микрорайоны «Северный», «Взлётка», «Иннокентьевский», а также микрорайон «Покровский» Центрального района краевого центра.

Оборудование станции составляют: 1 энергоблок в состав которого входит 1 энергетический котел с тепловой производительностью 670 т/ч и турбина с установленной электрической мощностью 208 МВт и тепловой мощностью в 140 Гкал/ч, 4 водогрейных котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч каждый (ПВК) и 3 паровых котла паропроизводительностью по 25 т/ч каждый (ПОК).

На Красноярской ТЭЦ-3 работают высококвалифицированные специалисты. В 2014, 2016 и 2018 году станция стала победителем корпоративных соревнований оперативного персонала блочных ТЭС Сибирской генерирующей компании.

Статус действующей Красноярской ТЭЦ-3 приобрела 3 января 1992 года с момента ввода в эксплуатацию пиковой водогрейной котельной (ПВК). До марта 2012 года станция вырабатывала только тепловую энергию. 1 марта 2012 года был введен в строй первый энергоблок установленной электрической мощностью 208 МВт.

Энергоблок №1 Красноярской ТЭЦ-3 - первый угольный блок в России, строительство которого велось в рамках проектов ДПМ (договоры на предоставление мощности). При его проектировании была сделана ставка на энергоэффективность и экологичность. Оборудование энергоблока дает возможность существенно снизить выбросы вредных веществ по сравнению с аналогами и обеспечить экологические параметры, соответствующие современным европейским экологическим требованиям.

Трехступенчатая система сжигания топлива в котлах обеспечивает снижение выбросов оксидов азота на 40%. Мощнейший электрофильтр позволяет улавливать 99,7 % золы.

Минусинская ТЭЦ имеет установленную электрическую мощность 85 МВт и установленную тепловую мощность 330,4 Гкал/ч.

Дата основания - 25 декабря 1997 года. В этот день был введен в промышленную эксплуатацию первый энергоблок. Минусинская ТЭЦ, до этого выполнявшая функции котельной, стала вырабатывать электроэнергию. Мощность энергоблока была всего 80 мегаватт, но в 1997 г. это был единственный в России ввод новой мощности.

В рамках инвестиционной программы компании в 2010 году на Минусинской ТЭЦ был реализован проект по реконструкции турбины с увеличением ее мощности. С 1 февраля 2011 года Системный оператор утвердил перемаркировку турбины ПТ-85/100-130-13 ст. №1 и аттестовал мощность Минусинской ТЭЦ в размере 85 МВт[45].

Сегодня Минусинская ТЭЦ - основной источник тепла в Минусинске, который жители называют горячим сердцем города. Станция снабжает тепловой энергией город Минусинск, поселок Зеленый Бор.

Электростанция может работать как в конденсационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Абаканская ТЭЦ имеет установленную электрическую мощность 270 МВт и установленную тепловую мощность 625 Гкал/ч. Станция введена в работу 18 апреля 1982 г. На сегодняшний день Абаканская ТЭЦ является крупнейшим предприятием энергетического комплекса Республики Хакасия и основным поставщиком тепловой энергии для города Абакана. Она обеспечивает теплом более 90% потребителей жилищно-коммунального сектора города. Среди других крупных потребителей тепловой энергии -промышленные предприятия ОАО «Аян» и ОАО «Абаканвагонмаш».

ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» в настоящее время является одной из крупных генерирующих компаний, работающих на энергетическом рынке

Сибири и обеспечивающих энергией потребителей Красноярского края и Республики Хакасия. Деятельность предприятия направлена на ведение эффективного, прибыльного, инвестиционно привлекательного бизнеса, надежное и бесперебойное обеспечение населения и бизнес-сообщества качественной и экологически чистой энергией[45].

Рассмотрим основные производственные и финансовые показатели деятельности предприятия в 2016 году в таблице 1.

Таблица 1 - основные производственные и финансовые показатели деятельности в 2016 году

Наименование	Единица измерения	2016 год
Выработка электроэнергии	млн. кВт.ч	4982
Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВт.ч	5862
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	6972
Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкад	6669
Выручка от реализации	Тыс. руб	13829116
Себестоимость продукции	Тыс. руб	985941
Валовая прибыль	Тыс. руб	3963175
Чистая прибыль	Тыс. руб	1253349
EBITDA	Тыс. руб	43535333

Из таблицы 1 видно, что предприятие не является убыточным и получает прибыль, так, чистая прибыль в 2016 году составила 1253349 тыс.руб.

Основными видами деятельности предприятия являются:

- поставка (продажа) электрической энергии, пара и горячей воды (тепловой энергии) по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических и тепловых нагрузок;
- производство электрической энергии;
- производство пара и горячей воды (тепловой энергии);
- деятельность по получению (покупке) электрической энергии с оптового и розничного рынка электрической энергии (мощности);

- деятельность по получению (покупке) тепловой энергии от сторонних организаций;

- реализация тепловой энергии потребителям, в том числе энергосбытовым организациям.

Рассматривая структуру управления предприятия (рисунок 6), мы можем видеть 4 филиала, которые подчиняются исполнительному аппарату. Во главе исполнительного аппарата стоит исполнительный директор, которым руководит управляющая организация, подчиненная совету директоров. Так как общество является акционерным, то во главе структуры находится общее собрание акционеров и ревизионная комиссия[45].

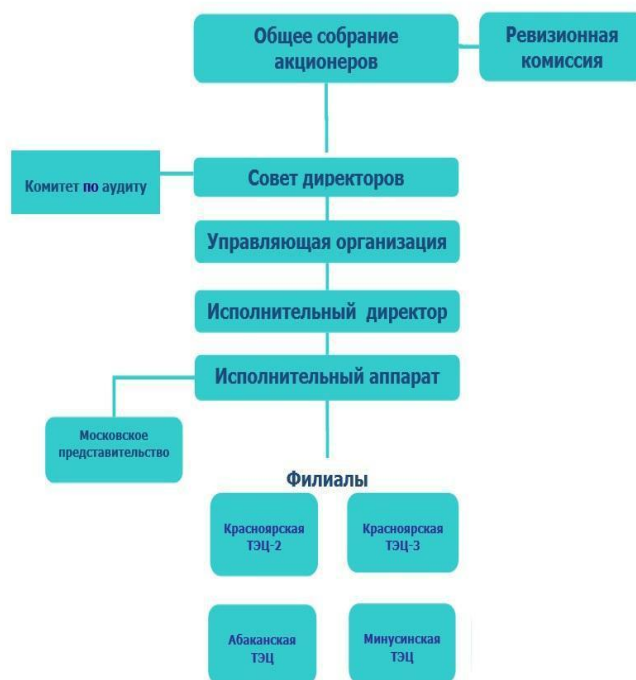


Рисунок 6 - Структура управления ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Из организационную структуру предприятия[11], видно, что во главе стоит управляющая компания и исполнительный директор, которому подчиняются директор по реализации энергии и мощности, технический директор, директор по управлению ресурсами, директор по финансам и экономике, директор по юридическим вопросам и т.д., а также все ТЭЦ ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Общая численность персонала по ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» на 31.12.2016г. составляет 5926 человек.

В 2016 году структура персонала по категориям характеризовалась следующими показателями: в целом по Компании доля рабочих составила 58%, специалистов, служащих – 25%, руководителей – 17%.

Наибольшей долей персонала являются рабочие – 3681 человек, 1442 – специалисты, 980 - руководители, наименьшее число служащего персонала – всего 23 человека.

В 2016 году возрастная структура персонала ОАО «Енисейская ТГК» характеризовалась следующими данными: молодежь (работники в возрасте до 30 лет) - 781 чел, что составляет 13 % от общей численности; работники пенсионного возраста - 266 чел, что составляет 4,5 % от общей численности.

Таким образом, предприятие обладает кадровым потенциалом из работников, находящихся в самом продуктивном возрасте, позволяющем трудиться с максимальной отдачей[45].

2.2 Анализ инвестиционной программы ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Энергетическая стратегия предприятия ООО СГК базируется на разработанной Минэнерго энергетической стратегии России на период до 2030 года.

Главной задачей «Энергетической стратегии до 2030 года» является определение путей достижения качественно нового состояния электроэнергетики компании, роста конкурентоспособности его продукции и услуг на рынке, в основе использования потенциала и установления приоритетов развития комплекса, формирования мер и механизмов государственной энергетической политики с учётом прогнозируемых результатов её реализации [45].

Приоритетами Энергетической стратегии являются:

а) полное и надёжное обеспечение населения и экономики в зоне обслуживания компании энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбережение ценам, снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций в энергообеспечении регионов;

б) снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счёт рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК;

в) повышение финансовой устойчивости и эффективности использования потенциала энергетического сектора, рост производительности труда для обеспечения социально-экономического развития ;

г) минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду на основе применения экономических стимулов, совершенствования структуры производства, внедрения новых технологий добычи, переработки, транспортировки, реализации и потребления продукции.

Ход реализации Энергетической стратегии на период до 2030 года в указанной сфере характеризуется следующим.

За прошедший период с начала реализации Энергетической стратегии на период до 2030 года в связи с более ускоренным развитием экономики страны спрос на электроэнергию рос более высокими темпами, чем прогнозировалось. В то же время ввод новых мощностей в электроэнергетике существенно отставал от прогноза, предусмотренного указанной стратегией, и не в полной мере удовлетворял потребности растущей экономики.

Для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решить следующие основные задачи:

- сбалансированное развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих необходимый уровень надежности снабжения электроэнергией;

- расширенное строительство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике (электростанции, электрические сети) для обеспечения потребностей экономики и общества в электроэнергии;

- развитие конкурентных отношений на розничных рынках электроэнергии, обеспечение экономической обоснованности цен и тарифов на соответствующие товары и услуги;

- расширенное внедрение новых экологически чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высокими коэффициентами полезного действия, управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли;

- обеспечение живучести, режимной надежности, безопасности и управляемости электроэнергетических систем, а также необходимого качества электроэнергии;

- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;

- разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, развития конкуренции в электроэнергетике и смежных отраслях, а также за счет создания государственной системы управления развитием электроэнергетики.

В Энергетической стратегии много внимания уделяется экологической политике с учетом международных стандартов в этой сфере, в первую очередь заложенных в Киотском протоколе. Одним из принципов Энергетической стратегии является экологическая безопасность. При этом подразумевается, что развитие энергетики не должно сопровождаться увеличением ее негативного воздействия на окружающую среду. Предусмотрен комплекс мер в этой

области, которые позволят снизить уровень выбросов в окружающую среду вредных веществ и парниковых газов.

За годы реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года был достигнут существенный прогресс в сфере повышения экологической безопасности энергетики. Были ужесточены экологические требования.

Также государство выступает главным регулятором исполнения всех норм и правил.

Так Минэнерго России разработало комплексный план мер по реализации политики энергосбережения и повышению энергоэффективности российской экономики. План включает пять основных направлений:

- разработка современной нормативно - правовой базы;
- формирование организационных структур;
- государственная поддержка и создание благоприятного инвестиционного климата;
- взаимодействие с бизнес-сообществом и финансовыми институтами на основе частно-государственного партнерства;
- информационная и образовательная поддержка мероприятий на международном, федеральном, региональном и муниципальном уровнях.

По каждому из указанных направлений разработаны конкретные меры и начат процесс их реализации.

В апреле 2018 года в рамках Красноярского экономического форума Сибирская генерирующая компания презентовала масштабных план модернизации теплоэнергетического комплекса Красноярска.

Проект СГК по модернизации энергетики Красноярска включает в себя два основных направления:

- а) развитие энерго мощностей компании, которое подразумевает комплексную экологическую модернизацию и обновление основного оборудования Красноярской ТЭЦ-1, а также строительство нового энергоблока Красноярской ТЭЦ-3;

б) развитие системы теплоснабжения города, сюда входят программа замещения малых низкоэффективных котельных с переводом потребителей на снабжение от ТЭЦ и подключение перспективной застройки города.

В тепловые сети энергетики намерены вложить около 10 миллиардов, а общий объем инвестиций в модернизацию энергетики Красноярска по плану СГК к 2024 году превысит 50 млрд рублей.

Сибирская генерирующая компания (СГК) в 2018 году реализует на тепловых электростанциях в Красноярском крае ряд инвестиционных проектов, направленных на повышение надежности и КПД генерирующего оборудования. Наибольший объем работ запланирован на Назаровской ГРЭС, а также на Красноярской ТЭЦ-1.

Специалисты СГК и подрядных организаций продолжают выполнять начатые еще в 2016 году работы по техническому перевооружению котлов Назаровской ГРЭС. В этом году работы предстоит выполнить на двух агрегатах: котельных установках типа ПК-38 № 1Б и 2А, в предыдущие годы реконструкция завершилась на котлах № 3А и 4Б. Модернизация направлена на создание технической возможности для сжигания углей и Назаровского, и Бородинского разрезов. Значимым эффектом от внедрения новых инженерно-технических решений станет повышение экологичности производства. Оборудование будет переведено на систему твердого шлакоудаления, что позволит существенно уменьшить выбросы оксидов азота в атмосферу.

Помимо этого, на станции пройдет модернизация фильтров и автоматизация процесса очистки воды, из которой производится перегретый пар, необходимый для выработки электрической энергии. Семь существующих фильтров, задействованных в этом процессе, будут заменены четырьмя новыми.

На Красноярской ТЭЦ-1 продолжатся работы по модернизации природоохранного оборудования. Три дымовых трубы, высотой от 105 до 120 м будут заменены на одну, высота которой составит не менее 270 м. В 2017 году на месте будущего строительства провели инженерные изыскания, определили

характеристику грунта. Сейчас подрядчики приступили к проектированию фундамента новой дымовой трубы и подводящих газоходов. Продолжается проектирование пилотного электрофильтра. К тому же на первой красноярской теплоэлектроцентрали модернизируют противоаварийную автоматику энергообъекта, которая позволит усилить контроль режимов работы электрической сети.

С 2012 года СГК инвестировала в развитие краевой энергетики 24 млрд руб., реализовав ряд крупных проектов. В 2012 году был введен в эксплуатацию энергоблок ТЭЦ-3 установленной электрической мощностью 208 МВт и тепловой мощностью в 140 Гкал/ч. Это позволило обеспечить дополнительной энергией и теплом потребителей Советского и Центрального районов Красноярска. В 2013 году была выполнена реконструкция седьмого энергоблока Назаровской ГРЭС. Благодаря этому его мощность увеличилась с 400 до 498 МВт, что повысило мощность и системную надежность всей энергосистемы Сибири.

Большой объем работ был выполнен по городу Красноярску: построены и введены в эксплуатацию четыре насосные станции, чем была повышена надежность теплоснабжения и увеличен отпуск тепла потребителям. Кроме того, в городе было построено порядка восьми километров магистральных тепловых сетей, а с учетом трубопровода в теле четвертого моста - около десяти километров.

На всех трех красноярских ТЭЦ компании «СГК» были реализованы программы модернизации и техперевооружения, которые увеличили их располагаемую мощность. Суммарно за 2012-17 годы дополнительная нагрузка ТЭЦ увеличилась на 478 гигакалории, что сопоставимо с тепловой мощностью ТЭЦ-3. Увеличение нагрузки позволило компании подключить новых потребителей и заместить ряд котельных.

В последние годы предприятия «СГК» уделяли немалое внимание природоохранному оборудованию. Так, на Красноярской ТЭЦ-1, Назаровской ГРЭС и Канской ТЭЦ проведены мероприятия, позволившие повысить

эффективность золоулавливающего оборудования и снизить выбросы. На ТЭЦ-1 в 2016 году велись работы по реконструкции турбоагрегата № 10. В результате был увеличен отпуск тепла с агрегата, более эффективно загружено котельное оборудование, и за счет этого снизился объем выбросов. Кроме того, руководством «СГК» принято решение о реконструкции золоулавливающих установок на ТЭЦ-1, предусматривающих дополнительно установку электрофильтров. В 2017 году началась разработка проекта установки электрофильтров на котлах ТЭЦ, а с 2018 года компания приступим к реализации. На ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 уже установлены электрофильтры с высоким КПД.

В целом по всем регионам присутствия, за последние десять лет Сибирская генерирующая компания успешно реализовала инвестиционную программу в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ), направив на ее осуществление более 80 миллиардов рублей.

В таблице 2 приведены крупные инвестиционные проекты которые были реализованы и зачислены в ряд действующих.

Таблица 2 - Инвестиционные проекты ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Объект	Регион	Проект	Ввод мощности МВт
Новокеровская ТЭЦ	Кемеровская область	Строительство нового турбоагрегата	100
Новокузнецкая ГТЭС	Кемеровская область	Строительство двух газотурбинных установок	280
Абаканская ТЭЦ	Республика Хакасия	Строительство нового энергоблока	120
Назаровская ГРЭС	Красноярский край	Комплексная реконструкция 7-го энергоблока	433
Томь – Усинская ГРЭС	Кемеровская область	Комплексная реконструкция двух энергоблоков	220
Беловская ГРЭС	Кемеровская область	Замена двух турбоагрегатов	400
Барнацльская ТЭЦ-2	Алтайский край	Замена двух турбоагрегатов	110
Красноярская ТЭЦ-3	Красноярский край	Строительство 1-го энергоблока	208

В целом по всем регионам присутствия, за последние десять лет Сибирская генерирующая компания успешно реализовала инвестиционную программу в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ), направив на ее осуществление более 80 миллиардов рублей.

2.3 Особенности инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Красноярская ТЭЦ-3 входит в состав группы компаний Красноярского филиала СГК и является самой современной электростанцией города Красноярска. Она обеспечивает теплом промышленные предприятия Советского района - в частности, микрорайоны «Северный», «Взлётка», «Иннокентьевский», а также микрорайон «Покровский» Центрального района краевого центра.

Оборудование станции составляют: 1 энергоблок в состав которого входит 1 энергетический котел с тепловой производительностью 670 т/ч и турбина с установленной электрической мощностью 208 МВт и тепловой мощностью в 140 Гкал/ч, 4 водогрейных котла пиковой водогрейной котельной тепловая мощность которых по 100 Гкал/ч каждый, 3 паровых котла пускотопительной котельной паропроизводительностью по 25т/ч каждый, и мазутоносное хозяйство.

На Красноярской ТЭЦ-3 работают высококвалифицированные специалисты. В 2014, 2016 годах станция стала победителем корпоративных соревнований оперативного персонала блочных ТЭС Сибирской генерирующей компании.

Статус действующей Красноярской ТЭЦ-3 приобрела 3 января 1992 года с момента ввода в эксплуатацию пиковой водогрейной котельной. До марта 2012 года станция вырабатывала только тепловую энергию. 1 марта 2012 года

был введен в строй первый энергоблок установленной электрической мощностью 208 МВт.

Энергоблок №1 Красноярской ТЭЦ-3 - первый угольный блок в России, строительство которого велось в рамках проектов ДПМ (договоры на предоставление мощности). При его проектировании была сделана ставка на энергоэффективность и экологичность. Оборудование энергоблока дает возможность существенно снизить выбросы вредных веществ по сравнению с аналогами и обеспечить экологические параметры, соответствующие современным европейским экологическим требованиям. Трехступенчатая система сжигания топлива в котлах обеспечивает снижение выбросов оксидов азота на 40%. Мощнейший электрофильтр позволяет улавливать 99,7 % золы.

Основным топливом энергетического и теплофикационных котлов является Ирша-Бородинский бурый уголь Б2, в качестве растопочного используется мазут топочный М100. Для пусковых котлов мазут является основным топливом.

Красноярская ТЭЦ-3 является наиболее современной ТЭЦ г. Красноярска, а район теплоснабжения, потребители которого подключены к ТЭЦ - наиболее быстро растущим. В связи с этим прогнозируется рост потребности и увеличения отпуска продукции, требующий ввода новых мощностей. При этом актуальной задачей является обеспечение надежности существующего оборудования и снижения затрат на производство.

Мазутное хозяйство Красноярской ТЭЦ-3 проектировалось на рубеже 70-80-х годов прошедшего столетия. При строительстве в 1985-87 гг. были реализованы технические решения, некоторые из которых оказались ошибочными, или устарели к нынешнему времени, снижают эффективность работы мазутного хозяйства и электростанции в целом, а также, создают риски технологических нарушений.

Мазутное хозяйство введено в эксплуатацию в 1987г, в составе мазутонасосной станции, резервуарного парка 3×870 т и приемно-сливного

устройства мазута. Мазутонасосная станция выполнена для работы 2-мя подъемами циркуляционных мазутных насосов, для создания требуемого давления мазута к применявшимся ранее форсункам котлов. Подогрев мазута циркуляционный, в паровых подогревателях, с одновременной подачей к котлам и возвратом всего объема рециркуляции мазута в резервуары.

Имеются следующие источники технологических нарушений и резервы экономичности:

а) производительность насосов 1-го подъема выбрана с 2-х кратным запасом к производительности насосной (120 м³/час к 65 м³/час у насосов 2-го подъема), что в эксплуатации привело к работе насосов вне рабочего диапазона, и к настоящему времени, к износу рабочих колес и узлов уплотнений. Фактически, требуется замена насосов, так как их техническое состояние не обеспечивает надежность по герметичности узлов уплотнения вала, стоимость ремонта близка к стоимости замены насосов. В то же время, применение современных пароаккустических форсунок позволяет снизить минимально необходимое давление перед форсунками до 7 атм, и подобрать насосы для замены изношенных, обеспечивающие работу 1-м подъемом насосов с экономией э/энергии собственных нужд;

б) проектом предусмотрен возврат конденсата греющего пара подогревателей мазута. В объеме пускового комплекса энергоблока проложен новый трубопровод возврата конденсата. Однако, автоматический контроль качества конденсата не был предусмотрен, что создает недопустимо высокий риск попадания нефтепродуктов с конденсатом в цикл энергоблока, а с технологическим паром - в теплосеть с открытым водоразбором ГВС. Конденсатоочистка в составе оборудования ТЭЦ не предусмотрена. Фактически, это приводило и приводит к отказу от возврата конденсата греющего пара подогревателей в цикл станции и соответствующему увеличению затрат на производство обессоленной воды. С развитием средств автоматического контроля нефтепродуктов в конденсате стало возможным выполнить систему автоматического перевода конденсата, в случае появления

загрязнений, в систему загрязненных стоков, и соответственно, обеспечить возможность возврата чистого конденсата в цикл.

С учетом выработки нормативных сроков использования, целесообразна замена оборудования и оптимизация схем в соответствии с современными техническими возможностями и уровнем экономичности.

Проектом модернизации предусмотрено:

- замена существующих насосных агрегатов 1-го подъема на агрегаты с насосами 2НК-65/35-125Г1, с электродвигателями ВАО 55/3000. Устанавливаемые насосы создают давление, достаточное для работы современных пароаккустических форсунок. Существующие насосы 2-го подъема выводятся из работы, выполняется линия обвода. Эффект от мероприятия заключается в снижении потребления электроэнергии собственных нужд на привод мазутных насосов;

- монтаж системы автоматического переключения конденсата мазутных подогревателей в случае его загрязнения в систему маслوماзутосодержащих стоков, в составе сигнализирующего комплекса Флюорат-411 со встроенной пробоподготовкой, производства ГК «Люмекс», СПб, арматуры конденсатопроводов и шкафа управления. Эффект от мероприятия заключается в исключении (снижении) потерь конденсата.

Таким образом, разработка и внедрение проекта по модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» АО «Енисейская (ТГК-13)», входящей в состав группы компаний СГК, предусмотрены инвестиционной программой развития компании в рамках реконструкция износившегося оборудования станции для повышения надежности и экономичности ее работы.

Реализация проекта модернизации мазутного хозяйства позволит получить дополнительную прибыль за счет экономии собственных средств, расходуемых на приобретение электроэнергии для привода мазутных насосов, и восполнение ХОВ, теряемой с конденсатом греющего пара мазутных подогревателей.

3 Оценка эффективности инвестиционного проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

3.1 Оценка затрат и результатов проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Определение экономической эффективности проекта модернизации мазутного хозяйства станции основывается на сопоставлении затрат на его осуществление с достигаемым, благодаря этому проекту, экономическим результатом. Экономический результат определяется через стоимостную оценку производственных результатов после осуществления мероприятий по реализации проекта.

Капитальные вложения по проекту включают стоимость строительно-монтажных, проектно-изыскательских работ и оборудования, которая представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Затраты на строительно-монтажные работы и проектно-изыскательские работы и оборудование

В последней колонке взята общая стоимость затрат оборудование и на проект в целом, за вычетом стоимости аналогичных насосов 6НК9×1 для замены насосов 1-го подъема, необходимой по варианту «без проекта», 3×205 тыс.руб., стоимость работ по замене не учитываем.

Разумно сказать, что реализация инвестиционного проекта не только приведет к сокращению расходов предприятия, но и приведет к росту некоторых их видов.

Далее рассмотрим затраты по амортизационным отчислениям на объекты основных средств. Амортизационные отчисления определяются на основе первоначальной стоимости основных средств и срока полезного использования. Первоначальная стоимость основных средств определяется как сумма

капитальных вложений в проект. Сроком полезного использования основных фондов называется период, в течение которого они приносят предприятию экономическую выгоду. В расчетах используется линейный способ начисления амортизационных отчислений, используемый на предприятии, в соответствии с пунктом 3 статьи 259 НК РФ.

Норма амортизации основных средств определены в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 года (в ред. Постановлений Правительства РФ № 415 от 29.07.2003, № 476 от 08.08.2003, № 697 от 18.11.2006).

Годовая норма амортизационных отчислений на объекты основных средств определяется расчетным путем по следующей формуле:

$$Нг = 100\% \text{ стоимость основных средств} / Т, \quad (11)$$

где $Нг$ - годовая норма амортизации;

$Т$ - срок полезного использования объекта, лет.

Расчет амортизационных затрат приведен в таблице 4.

Таблица 4 -Амортизации на производственное оборудование

Решение об использовании амортизационных отчислений принимает организация самостоятельно. Для сохранения конкурентоспособности предприятия на перспективу, амортизационный фонд направляется на инвестиции в основной капитал (приобретение, реконструкция, капитальный ремонт основных производственных средств и т.д.).

Снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт в результате уменьшения количества насосных агрегатов с 6 до 3 и рост затрат на техническое обслуживание и ремонт системы контроля качества конденсата в данном проекте не учитываем в виду их незначительности.

По данным экономической службы, стоимость электроэнергии, покупаемой с ФОРЭМ через ПС145, составляет ---руб/МВт*ч. Величина затрат на производство химобессоленной воды для выработки пара, составляет ---руб/т.

За счет модернизации мазутонасосного хозяйства, уменьшаются издержки, исходя из этого, целесообразно посчитать, на какую величину они сократятся, то есть показатель экономии затрат.

Ожидается, что экономия затрат произойдет из-за снижения затрат на электроэнергию и затрат на восполнение потерь химобессоленной воды.

В таблице 5 представлен прогноз экономии затрат.

Таблица 5 - Величина экономии затрат

Из таблицы видно, что затраты электрической энергии на привод мазутных насосов и на восполнение теплового цикла электростанции химобессоленной водой в результате реализации проекта снижаются на 850 421 руб.

Рассчитаем величину чистой прибыли от сокращения затрат. Результат расчета представлен в таблице 6.

Таблица 6 - Величина чистой прибыли от реализации проекта

Из таблицы видно, что при реализации проекта можно получить чистую прибыль в размере 606 986 рублей в год.

3.2 Оценка показателей экономической эффективности проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

Оценка коммерческой эффективности проекта в целом на стадии обоснования включает расчет показателей экономической эффективности проекта, представленных в п. 1.3.

Принятые значения параметров для оценки показателей экономической эффективности проекта представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Исходные данные для оценки эффективности проекта

Наименование параметра	Значение
Горизонт расчета, лет	10
Общая стоимость капитальных вложений по проекту, руб (без учета НДС), руб.	2 795 000
Налог на прибыль, %	20
Установленная ставка дисконтирования., %	14
Налог на имущество, %	2,2
Годовая экономия затрат, руб.	850 421

При расчете экономической эффективности применялась ставка дисконтирования при отнесении ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» к группе кредитоспособности «В» - в размере 14% (сценарные условия формирования инвестиционных программ ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», приложение 1 к решению Совета директоров ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» от 18.10.2014№129/13)

В таблице 8 представлены результаты моделирования денежных потоков, на основании которых оцениваются показатели экономической эффективности проекта.

Таблица 8 - Расчет показателей экономической эффективности

На основании моделирования денежных потоков проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», в соответствии с официальными методическими рекомендациями[39,40] рассчитаны следующие показатели экономической эффективности:

- Чистый доход(ЧД);
- чистый дисконтированный доход проекта (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);

- простой срок окупаемости (Ток);
- дисконтированный срок окупаемости (ДТок);
- индекс доходности (ИД);
- индекс дисконтированной доходности(ИДД).

На основании таблицы 8 рассчитаны остальные показатели экономической эффективности проекта, которые представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Показатели коммерческой эффективности проекта в целом

Показатели	Единицы измерения	Значение
ЧД	руб.	3734147,60
ЧДД	руб.	603601,90
ИД		2,34
ИДД		1,22
Ток	год	4,44
ДТок	год	7,03
ВНД	%	16

Показатели экономической эффективности в совокупности позволяют оценить проект модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» и разработать инвестиционное решение по поводу реализации данного проекта.

ЧДД или чистый дисконтированный доход проекта положителен и равен 603601,90 рублей, что характеризует проект как прибыльный.

Принимать решение по проекту, основываясь только на положительном значении ЧДД, достаточно рискованно, поэтому необходимо учитывать относительные показатели экономической эффективности.

Индекс доходности, рассчитанный с учетом фактора времени, показывает, что на 1 вложенный рубль приходится 1,22 рубля дохода.

Индекс доходности проекта, рассчитанный без учета фактора времени равен 2,34, что говорит о том, что на 1 вложенный рубль приходится 2,34 рубля дохода.

ВНД или внутренняя норма доходности также имеет большое значение для оценки экономической эффективности проекта. В данном случае ВНД равен 16 %, что больше ставки дисконтирования (14%).

Простой срок окупаемости и дисконтированный срок окупаемости должны располагаться в пределах срока жизни проекта. Простой срок окупаемости и дисконтированный срок окупаемости равны 4,44 и 7,03 лет соответственно, что меньше расчетного срока, равного 10 лет.

Таким образом, все показатели экономической эффективности проекта модернизации мазутного хозяйства удовлетворяют критериям оценки и позволяют считать проект экономически выгодным, а значит, рекомендовать к дальнейшей, более углубленной разработке и реализации.

3.3 Анализ риска проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»»

Необходимо анализировать устойчивость проекта к возможным изменениям как экономической ситуации в целом, так и внутренних показателей проекта. Один из методов оценки проектных рисков - это анализ чувствительности.

Чтобы провести анализ чувствительности проекта, необходимо проследить динамику изменений основных показателей экономической эффективности относительно изменений факторов, через призму которых ведется оценка.

Анализ чувствительности призван дать оценку того, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из исходных параметров проекта. Чем сильнее зависимость, тем выше риск реализации проекта. Иначе говоря, незначительное отклонение от первоначального замысла окажет серьезное влияние на успех всего проекта.

Проект будет считаться устойчивым, когда все показатели эффективности проекта будут отклоняться минимально или в пределах нормы.

Для проведения анализа чувствительности сначала определяются параметры, по которым пройдет оценка.

Оценка изменений основных показателей экономической эффективности проекта проведена по следующим параметрам:

- капитальные вложения;
- ставка дисконтирования;
- стоимость ХОВ;
- цена на электроэнергию.

Чтобы оценить зависимость показателей от параметров, необходимо определить диапазон, в котором будут меняться параметры. В проекте модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3 диапазон принят от – 30% до +30% с шагом изменения параметра равном 10%.

Следующий шаг в анализе чувствительности – это расчет абсолютных и относительных изменений величин показателей эффективности. На основе этих данных строятся графики, где видно, под каким параметром определенный показатель колеблется и насколько велико его отклонение от нормы.

Завершением анализа чувствительности является ранжирование параметров по мере значимости для каждого из показателей эффективности. На основе этого определяется наиболее влиятельный параметр, зависимость от изменения которого наиболее сильная.

Результаты расчетов для ЧДД в абсолютных значениях представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Чувствительность критерия ЧДД в абсолютных величинах

Показатели в рублях

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	1522277,00	1217188,23	911959,12	603601,90	301644,10	-3518,21	-308677,00
Норма дисконта	850305,00	748845,00	669932,00	603601,90	555149,00	512105,00	475684,00
Стоимость ХОВ	37881,85	227521,79	417161,73	603601,90	796441,61	986081,55	1175721,48
Цена на электроэнергию	110147,42	275698,84	441250,26	603601,90	772353,09	937904,50	1103455,92

Так же, для большей наглядности чувствительность ЧДД представлена и в относительных значениях в таблице 11.

Таблица 11 -Чувствительность критерия ЧДД в относительных величинах

Показатели в процентах

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	152,20	101,65	51,09	0,00	-50,03	-100,58	-151,14
Норма дисконта	40,87	24,06	10,99	0,00	-8,03	-15,16	-21,19
Стоимость ХОВ	-93,72	-62,31	-30,89	0,00	31,95	63,37	94,78
Цена на электроэнергию	-81,75	-54,32	-26,90	0,00	27,96	55,38	82,81

Из проведенного анализа, представленного в таблицах 10 и 11 видно, что ЧДД имеет прямопропорциональную зависимость от изменений стоимости ХОВ и цены на электроэнергию.

Что касается капитальных вложений и ставки дисконтирования, эти факторы влияют на ЧДД обратнопропорционально. То есть, чем больше изменение показателя, тем меньше значение ЧДД.

Капитальные вложения имеет наибольшее влияние на ЧДД, это наглядно видно на рисунке 7, где линия капитальных вложений имеет более крутой наклон.

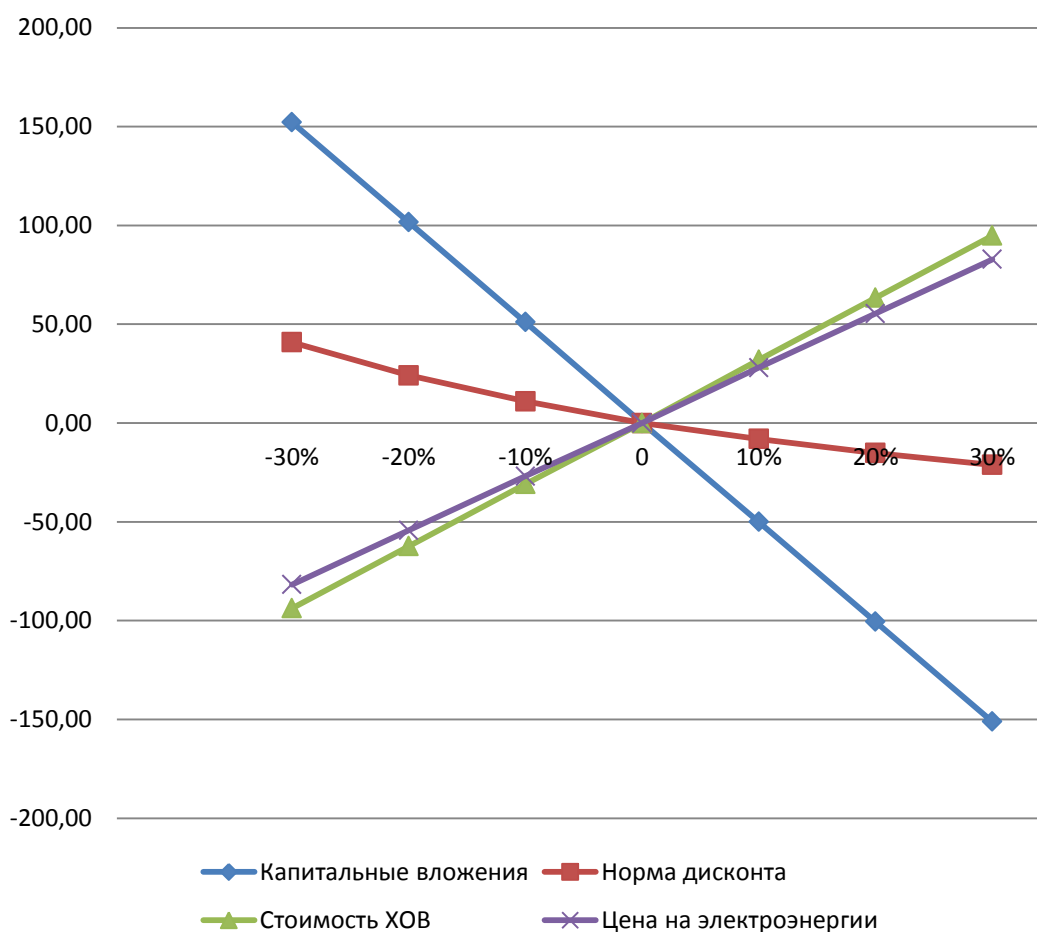


Рисунок 7 - Чувствительность показателя ЧДД

Следующий показатель, для которого проводится оценка чувствительности – это внутренняя норма доходности или ВНД.

Анализ чувствительности для ВНД представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Чувствительность критерия ВНД в абсолютных величинах

Показатели в процентах

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	46,00	34,00	24,00	16,00	9,00	3,00	-3,00
Норма дисконта	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Стоимость ХОВ	4,00	8,00	12,00	16,00	20,00	24,00	27,00
Цена на электроэнергию	6,00	10,00	13,00	16,00	20,00	23,00	26,00

В таблице 13 для наглядности представлена чувствительность внутренней нормы доходности в процентном изменении.

Таблица 13 - Чувствительность критерия ВНД в относительных величинах

Показатели в процентах

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	187,50	112,50	50,00	0,00	-43,75	-81,25	-118,75
Норма дисконта	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стоимость ХОВ	-75,00	-50,00	-25,00	0,00	25,00	50,00	68,75
Цена на электроэнергию	-62,50	-37,50	-18,75	0,00	25,00	43,75	62,50

Как видно из рисунка 8, построенного на основании таблицы 13, так же как и в анализе чувствительности для ЧДД, изменение стоимости ХОВ и цены на электроэнергию имеет прямую функциональную зависимость для ВНД, а капитальные вложения обратную, что означает, чем больше (меньше) стоимость ХОВ и цена на электроэнергию, тем больше (меньше) ВНД.

Как и на ЧДД на ВНД наибольшее влияние оказывают капитальные вложения в проект.

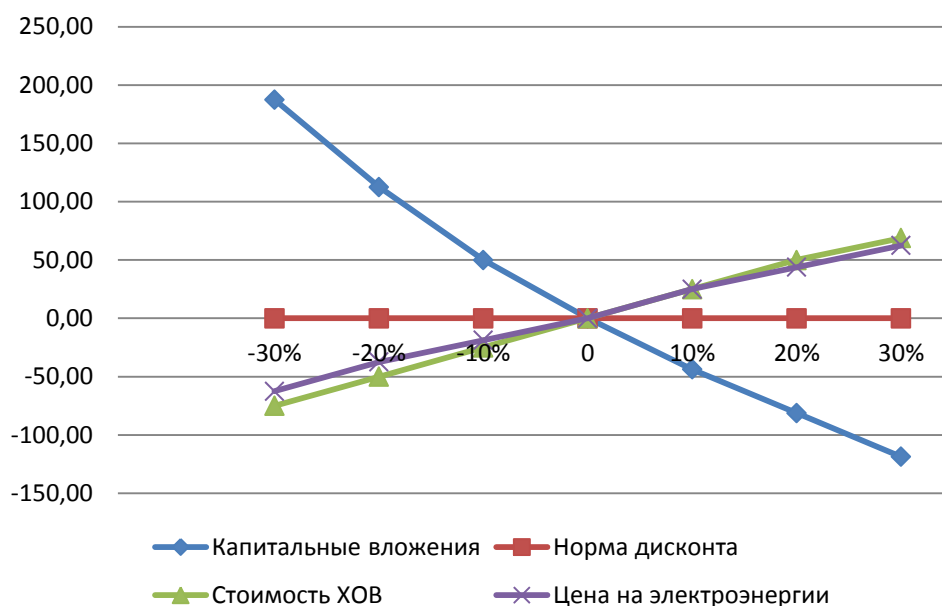


Рисунок 8 - Чувствительность показателя ВНД

Далее оценим влияние параметров на показатель ИДД.

В таблице 14 представлены изменения значений ИДД в абсолютных показателях.

Таблица 14 - Чувствительность критерия ИДД в абсолютных величинах

Показатели в процентах

Диапазон	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Капитальные вложения	1,78	1,54	1,36	1,28	1,1	1	0,9
Норма дисконта	1,31	1,27	1,24	1,22	1,2	1,18	1,16
Стоимость ХОВ	1,22	1,24	1,26	1,28	1,28	1,3	1,32
Цена на электроэнергию	1,23	1,25	1,27	1,28	1,27	1,29	1,31

В таблице 15 показы процентные изменения показателя от базового значения.

Таблица 15 - Чувствительность критерия ИДД в относительных величинах

Показатели в процентах

Диапазон	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Капитальные вложения	39,06	20,31	6,25	0,00	-14,06	-21,88	-29,69
Норма дисконта	2,34	-0,78	-3,13	-5,00	-6,25	-7,81	-9,38
Стоимость ХОВ	-4,69	-3,13	-1,56	0,00	0,00	1,56	3,13
Цена на электроэнергию	-3,91	-2,34	-0,78	0,00	-0,78	0,78	2,34

Как и предыдущие 2 показателя, изменение ИДД проходит в прямой зависимости от цен на электроэнергию и стоимости ХОВ и в обратной зависимости от капитальных вложений.

Обратная зависимость ИДД от капитальных вложений хорошо прослеживается на рисунке 9, то есть чем больше затраты на производство электроэнергии, тем меньше будет значение индекса доходности.

Динамика роста показателя ИДД, хорошо видна на рисунке 9, при увеличении цен на электроэнергию и стоимости ХОВ, очень важный момент, так как именно изменение тарифа в большую сторону наиболее вероятно на протяжении экономической жизни проекта.

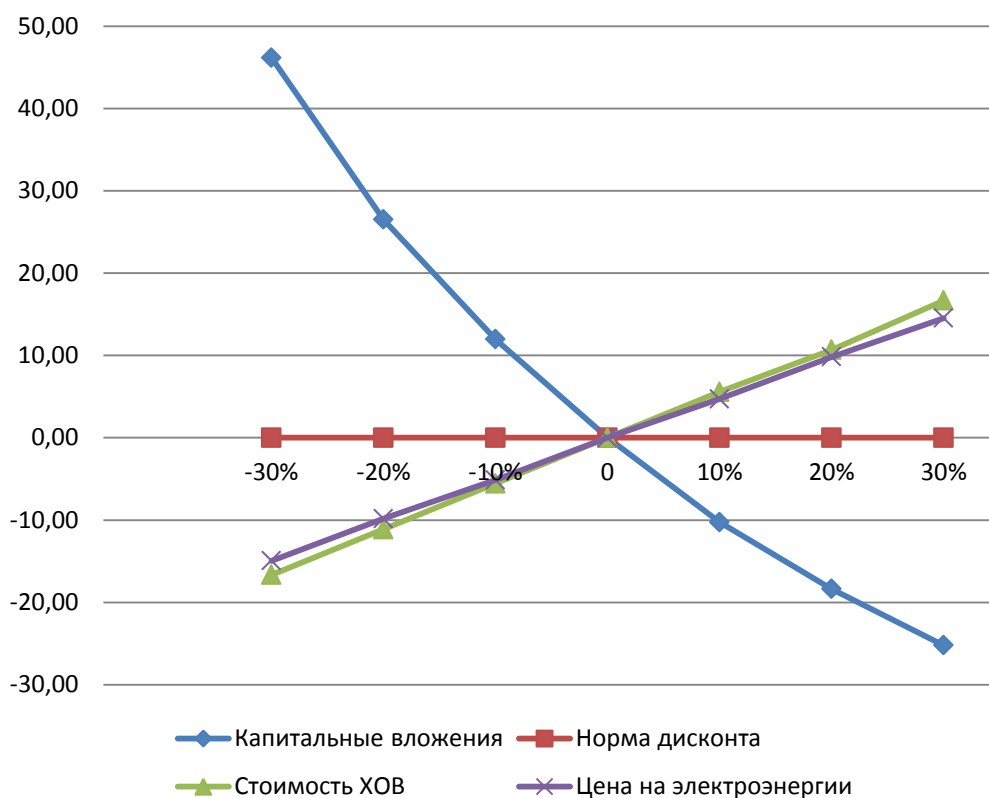


Рисунок 9 - Чувствительность показателя ИДД

Следующий показатель для проведения оценки анализа чувствительности - это простой срок окупаемости или $T_{ок}$. Абсолютные значения изменения чувствительности простого срока окупаемости представлены в таблице 16 .

Таблица 16 - Чувствительность критерия $T_{ок}$ в абсолютных величинах

Показатели в годах

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	3,97	4,24	4,33	4,44	5,2	6,1	6,8
Норма дисконта	4,43	4,43	4,43	4,44	4,43	4,43	4,43
Стоимость ХОВ	5,46	5,15	5,08	4,44	3,64	3,54	3,36
Цена на электроэнергию	5,54	5,24	5,09	4,44	4,11	4,09	4,03

Изменения значений $T_{ок}$ от изменений параметров в процентном соотношении представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Чувствительность критерия $T_{ок}$ в относительных величинах

Показатели в процентах

Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	-10,59	-4,50	-2,48	0,00	17,12	37,39	53,15
Норма дисконта	-0,23	-0,23	-0,23	0,00	-0,23	-0,23	-0,23
Стоимость ХОВ	22,97	15,99	14,41	0,00	-18,02	-20,27	-24,32
Цена на электроэнергию	24,77	18,02	14,64	0,00	-7,43	-7,88	-9,23

В отличие от ЧДД, ВНД и ИДД, простой срок окупаемости имеет обратную зависимость от цены на электроэнергию и стоимости ХОВ и прямую зависимость от капитальных вложений.

Изменение нормы дисконта никак не влияет на изменение простого срока окупаемости, так как при расчете $T_{ок}$ не учитывается фактор времени.

При увеличении стоимости ХОВ и цен на электроэнергию на 30%, срок окупаемости сократится в первом случае на год, а во втором - на полгода.

При снижении капитальных вложений на 30 %, простой срок окупаемости сократится на 10,59 %, но это маловероятно, а при увеличении вырастет вдвое.

Так же стоит отметить, что при изменении параметров оценки, значения $T_{ок}$ не вышли за рамки экономического срока жизни проекта.

Графически влияние изменение параметров на простой срок окупаемости можно увидеть на рисунке 10.

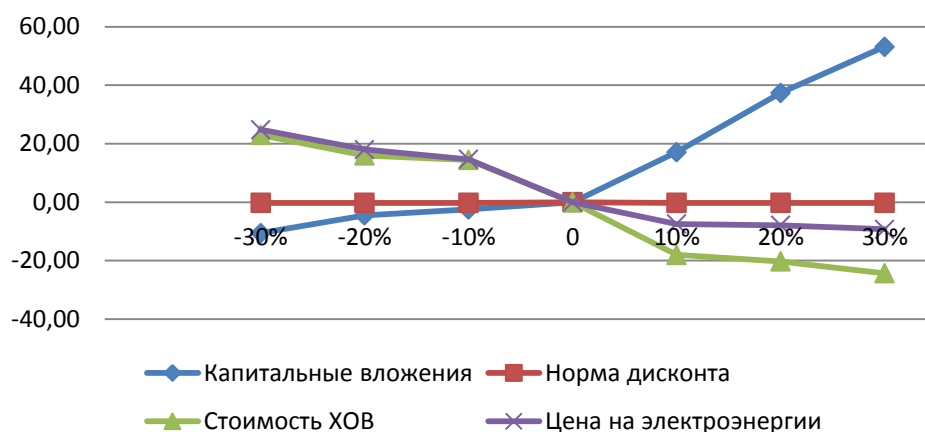


Рисунок 10 - Чувствительность показателя $T_{ок}$

Последний показатель экономической эффективности проекта, чувствительность которого нужно оценить – это дисконтированный срок окупаемости или $DT_{ок}$.

В таблице 18 представлена чувствительность показателя $DT_{ок}$ в абсолютных величинах.

Таблица 18 - Чувствительность критерия $DT_{ок}$ в абсолютных величинах

Показатели в годах							
Диапазон влияния	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения	4,07	4,8	5,51	7,02	9	10	10
Норма дисконта	6,49	6,62	6,79	7,02	7,32	7,75	8,41
Стоимость ХОВ	7,84	7,83	7,82	7,02	5,41	5,33	5,26
Цена на электроэнергию	9,38	8,89	8,76	7,02	7,07	6,07	5,44

В таблице 19 представлены изменения $DT_{ок}$ в процентном соотношении от принятой базы.

Таблица 19 - Чувствительность критерия $DT_{ок}$ в относительных величинах

Показатели в процентах							
Диапазон влияния	-0,30	-0,20	-0,10	0,00	0,10	0,20	0,30
Капитальные вложения	-42,02	-31,62	-21,51	0,00	28,21	42,45	42,45
Норма дисконта	-7,55	-5,70	-3,28	0,00	4,27	10,40	19,80
Стоимость ХОВ	11,68	11,54	11,40	0,00	-22,93	-24,07	-25,07
Цена на электроэнергию	-25,07	-24,07	-22,93	0,00	11,40	11,54	11,68

Как и простой срок окупаемости, дисконтированный срок окупаемости исчисляется в годах. Сразу стоит отметить, что при изменении параметров на весь диапазон расчета, $ДТ_{ок}$ не вышел за рамки экономической жизни проекта.

Капитальные вложения, как ставка дисконтирования, имеют прямое влияние на $ДТ_{ок}$. При увеличении капитальных вложений на 30%, дисконтированный срок окупаемости увеличится на 42,45% или на 3 года. Изменения в обратную сторону проходит в примерно той же степени.

Как видно на рисунке 11, $ДТ_{ок}$ имеет прямую зависимость от стоимости ХОВ и цены на электроэнергию. При уменьшении стоимости ХОВ и цен на электроэнергию на 30%, дисконтированный срок окупаемости инвестиций увеличивается на 11,86 и 25,07 соответственно.

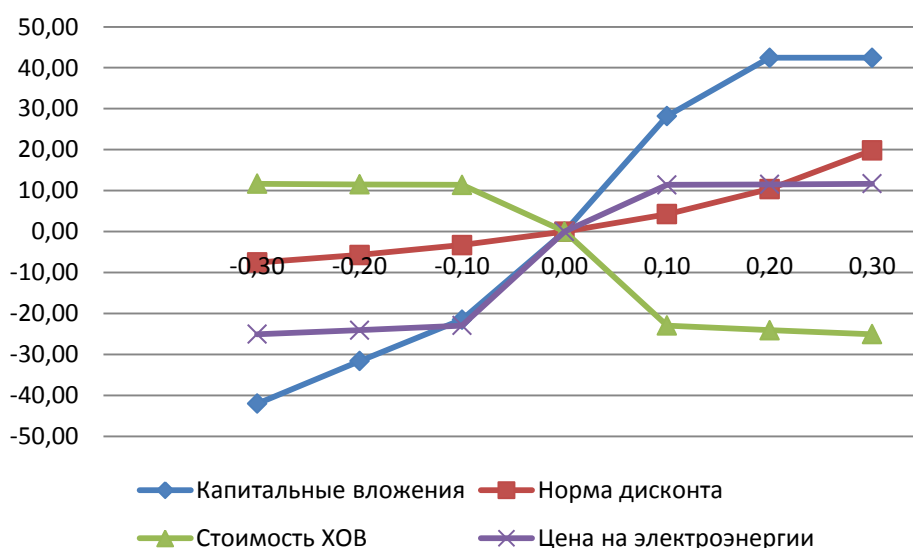


Рисунок 11 - Чувствительность показателя $ДТ_{ок}$

Анализ чувствительности основных показателей экономической эффективности показала, что проект модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3 устойчив к изменению ключевых параметров. Риск проекта относительно невелик, к тому же изменение ключевых параметров, таких как капитальные вложения и норма дисконта маловероятны. К изменению может допускаться только стоимость ХОВ и цен на электроэнергию.

В таблице 20, на основании проведенного анализа чувствительности, представлено ранжирование параметров по степени значимости.

Таблица 20 - Ранжирование параметров по степени значимости

Параметр	ЧДД	ВНД	ИДД	Т _{ок}	ДТ _{ок}	Сумма баллов	Ранг значимости
Капитальные вложения	1	1	1	1	1	5	1
Норма дисконта	4	4	4	4	3	19	4
Стоимость ХОВ	2	2	2	2	2	10	2
Цена на электроэнергию	3	3	3	3	3	15	3

По итогам ранжирования значимости параметров на изменение основных показателей экономической эффективности проекта можно сделать вывод, что капитальным вложениям присвоен первый ранг значимости, это значит, что вложение средств в проект является наиболее значимым параметром.

Вторыми по значимости являются стоимость ХОВ, которая почти в одинаковой степени, как и цена электроэнергии, влияют на изменение показателей эффективности.

Норме дисконта присвоен четвертый ранг значимости. Это значит, что экономические показатели эффективности в наименьшей степени зависят от колебаний этого параметра.

Как отмечалось выше, все показатели экономической эффективности не достигают своих критических значений при изменениях в пределах выбранного диапазона ключевых параметров. А это значит, проект устойчив на всех этапах экономической жизни проекта, тем самым, рекомендован к дальнейшей более глубокой разработке и реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы являлось экономическое обоснование проекта модернизации мазутного хозяйства «филиала Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». Для решения данной цели в ходе выполнения работы были решены соответствующие задачи.

Исследование приоритетных направлений развития энергетики в Сибири позволило определить регионы Сибири как одни из наиболее перспективных районов для развития энерго мощностей, поэтому привлечение инвестиций на развитие данных регионов считается первостепенной задачей, как для государства, так и для отдельных предприятий. Также удалось оценить положение энергетической отрасли в целом, выявить наиболее важные направления инвестиций.

Изучение нормативно - правового поля деятельности позволило выявить механизм взаимоотношений генерирующих компаний с другими хозяйствующими субъектами и органами власти.

Снижение удельных затрат на производство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике являются распространенными проектами для электроэнергетических компаний. Оценка коммерческой эффективности предлагаемого проекта на стадии обоснования показала, что проект является выгодным для вложения капитала, так как:

- чистый дисконтированный доход является положительным и составляет 603601,90 рубля;

- индекс доходности, рассчитанный с учетом фактора времени, показывает, что на один рубль капитальных вложений приходится 2,34 % дохода;

- сроки окупаемости - простой (4,44 лет) и дисконтированный (7,03 лет) лежат в пределах расчетного срока;

- внутренняя норма доходности проекта составляет 16%, что больше ставки дисконтирования, которая равна 14%.

Оценка проектных рисков методом анализа чувствительности позволила определить зависимость показателей экономической эффективности от изменений экономической ситуации в целом, так и от внутренних параметров проекта. Анализ чувствительности показал, что проект устойчив к изменению объема капитальных вложений и цен на электроэнергию и стоимости ХОВ даже при сильных колебаниях этих параметров, проект остается окупаемым. При проведении анализ капитальные вложения в проект является наиболее значимым параметром, но его колебание маловероятно, как и колебания других параметров.

Таким образом, по итогу выпускной квалификационной работы, можно сделать вывод:

- определено, что разработка и внедрение проекта по модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ 3, входящей в состав группы компаний ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», предусмотрено стратегией развития компании в рамках реконструкция износившегося оборудования станции для повышения надежность и экономичности ее работы;

- капитальные вложения в инвестиционный проект экономически обоснованны, а сам проект окупится в ближайшей перспективе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Конституция Российской Федерации [Электронный ресурс]: Раздел первый – Глава 3. Федеративное устройство - Глава 71 конституции РФ с комментариями. – Режим доступа: <http://constrf.ru/razdel-1/glava-3/st-71-krf>
- 2 Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: Главная – Министерство - Положение о Министерстве энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/234>
- 3 Федеральная антимонопольная служба России [Электронный ресурс]: Главная – ФАС России – Общие сведения. – Режим доступа: <http://fas.gov.ru/about/overview/obshhee.html>
- 4 Чугунова, Е. А. Антимонопольное регулирование и контроль в электроэнергетике / Е. А. Чугунова // Конкуренция и право. - 2013. - №2. – 31-34С.
- 5 Пугина, О.А. Организационно-правовая структура электроэнергетики в России: уч. пособие / О.А. Пугина . - Тамбов : ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2014. – 80 с.
- 6 Комитет Государственной Думы по энергетике [Электронный ресурс]: О Комитете – Положения о Комитете. – Режим доступа: <http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/site.xp/053054057.html>
- 7 Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Электронный ресурс]: федер. закон от 25.02.1999 № 39-ФЗ (ред. От 28.12.2013) // Справочная правовая система «Консультант Плюс». Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_/221242344.html
- 8 Об иностранных инвестициях в Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 09.07.1999 № 160 - ФЗ (ред. от 05.05.2014) // Справочная правовая система «Консультант Плюс». - Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/Cons_doc_LAW_16283/

9 Гражданский кодекс Российской Федерации Ч 2. [Электронный ресурс]: федер. закон от 26.01.1996 № 14-ФЗ ред. от 29.06.2015 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_9027/

10 Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: федер. закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ ред. от 30.12.2015 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/

11 Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант Плюс» .– Режим доступа : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/

12 Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2013 № 511 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144676/

13 Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 № 1172 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/

14 О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 № 1172 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/

15 Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики" (вместе с "Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики", "Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики") (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2018) [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 № 356 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа :http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94518/

16 Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016) [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 21 января 2004 № 24 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/

17 Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 № 306 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197

18 О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов») [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 06 мая 2011 № 354 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_114247/

19 О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ

от 22 июля 2013 г. №14 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_150023/

20 О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 22 июля 2013 г. №14 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_150023/

21 О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 22 июля 2013 г. №14 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_58051/

22 О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 26 июля 2007 № 484 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_52643/

23 О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 26 июля 2007 № 484 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_52643/

24 О Единых стандартах качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 15 апреля 2014 № 186 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164645/

25 Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской)

электрической сетью и территориальных сетевых организаций [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 14 октября 2013 № 718 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_157706/

26 Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 6 июня 2014 № 250// Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164182/

27 Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго РФ от 7 августа 2014 г. № 506// Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_169034/

28 Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке [Электронный ресурс]: Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50075/

29 Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, и тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей [Электронный ресурс]: приказ ФСТ России от 16 сентября 2014 № 1442-э // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_170355/

30 Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала [Электронный ресурс]: приказ ФСТ России от 30 марта 2012 № 228-э // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_128373/

31 Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки [Электронный ресурс]: приказ ФСТ РФ от 17 февраля 2012 № 98-э // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_126941/

32 Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям [Электронный ресурс]: приказ ФСТ России от 11 сентября 2012 № 209-э/1 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_280977/

33 Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий потребителей [Электронный ресурс]: приказ ФСТ России от 12 апреля 2012 № 53-э/1 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130162/

34 Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям [Электронный ресурс]: приказ ФСТ

России от 11 сентября 2014 N 215-э/1 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144445/

35 Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 30.12.2015) // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/

36 Рейтинг социально-экономического развития регионов, 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.credinform.ru/ruRU/herald/details/19c92def28d9>

37 Край в цифрах и фактах. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://krskinvest.ru/pages/kraj-v-cifra>

38 Современный Красноярский край. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.krskstate.ru/80/kray>

39 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Электронный ресурс]: Министерство финансов РФ, Государственный комитет РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г. // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/

40 Практические рекомендации по оценке и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). [Электронный ресурс]: РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 № 54. // Справочная правовая система «Электронный фонд нормативно-технической документации». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>

41 Методология построения механизма управления инвестиционной деятельностью в регионе. Николаев М. А., Малышев Д. П. Журнал Вестник/ Серия: Экономические и технические науки. Выпуск № 4 / 2014.

42 Управление проектами : учебник / Л.Г. Матвеева [и др.] – Ростов-на-Дону : Феникс, 2009. – 422 с.

43 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) : офиц. текст. – Москва : Экономика, 2000. – 82 с.

44 24 Косов, В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – Москва : Экономика, 2005. – 421 с.

45 ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://sibgenco.ru/companies/eniseyskaya-tgk-tgk-13/>

46 Безрукова, Т. Л. Факторы оценки инвестиционной привлекательности/ Т. Л. Безрукова, Я. С. Шанин, И. И. Зиборова. // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований / Академия Естествознания – Пенза: 2015. – № 3-3. – С. 415-418.

47 Гришина, И. В. Методология комплексного анализа инвестиционных процессов в регионах России / И. В. Гришина. // Инвестиции в России – Москва: 2015. – №4. – С. 24-34.

48 Беспалов, М. В. Методика проведения анализа ликвидности и платежеспособности организации: учеб. пособие / М. В. Беспалов. – Москва: Финансы, 2011. – 480 с.

49 Бочаров, В. В. Инвестиции: учебник для вузов / В. В. Бочаров. –Санкт – Петербург: Питер, 2013. – 384 с.

50 Валинурова, Л. С. Управление инвестиционной деятельностью: учеб. пособие / Л. С. Валинурова, О. Б. Казакова. – Москва: КноРус, 2015. – 384 с.

51 Варапаева, И. А. Отчетная информация об инвестиционной деятельности экономического субъекта / И. А. Варапаева. // Международный //Международный бухгалтерский учет. – Москва. 2013. – № 20. – С. 40.

52 18 Идрисов, А. Б. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций: учебное пособие / А. Б. Идрисов, С. В. Картышев, А. В. Постиков. – Москва : Филинь, 2013. – 266 с.

53 24 Косов, В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – Москва : Экономика, 2005. – 421 с.

54 62 Царев, В. В. Оценка экономической эффективности инвестиций: учебное пособие / В. В. Царев, – Санкт – Петербург : Питер, 2014. –145 с.

55 Ример, М. И. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие / М. И. Ример, А. Д. Касатов, Матиенко Н. Н. – Санкт – Петербург : Питер, 2006. – 480 с.

56 51 Старик, Д. Э. Расчеты эффективности инвестиционных проектов: учебное пособие / Д. Э. Старик. – Москва : Финстатинформ, 2007. – 131 с.

57 Теплова, Т. В. Инвестиции: учебник / Т. В. Теплова. – Москва : Юрайт, 2011. – 342 с.

58 Шан, Н. Н. Инвестиционный процесс и реализация инвестиционных проектов / Н. Н. Шан, С. В. Праведнов // Финансовый вестник: финансы, налоги, страхование, бухгалтерский учет – 2013. – № 5. – С. 27–34.

59 Бочаров, В. В. Инвестиции: учебник для вузов / В. В. Бочаров. –Санкт – Петербург: Питер, 2013. – 384 с.

60 Валинурова, Л. С. Управление инвестиционной деятельностью: учеб. пособие / Л. С. Валинурова, О. Б. Казакова. – Москва: КноРус, 2015. – 384 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Локальный сметный расчет

«Проект модернизации мазутного хозяйства Красноярской ТЭЦ-3»

На Демонтажные и монтажные работы насосного оборудования

Основание:

Сметная стоимость монтажных работ _____ 411,28 тыс.руб.

Средства на оплату труда _____ 47,26 тыс.руб.

Сметная трудоемкость _____ 293,3 чел. час

Составлен(а) в текущих (прогнозных) ценах по состоянию на _____ 1 кв.

2016 г.

№ пп	Обосно- вание	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы, руб.			Общая стоимость, руб.						Т/з осн. раб.на ед.	Т/з осн. раб. Всего	Общая масса оборуду- дования, т
					Всего	В том числе			Обору- дование	Всего	В том числе					
						Осн.З/п	Эк.Маш	З/пМех			Осн.З/п	Эк.Маш	З/пМех			
Раздел 1. Монтаж трубопроводов и арматуры																
1	ТЕРм12-01-005-13 <i>Пр.Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О</i>	Монтаж: Трубопровод в помещениях или на открытых площадках в пределах цехов, монтируемый из труб и готовых деталей, на условное давление не более 10 МПа, диаметр труб наружный 219 мм	100 м трубопровода	0,03	16816,83	4317,30	11096,62	795,56		505,00	130,00	333,00	24,00	390,00	11,70	103,50
3	ТСЦ-302-1600	Трубопроводы из стальных электросварных и бесшовных труб с фланцами, диаметром 200 мм	м	3,00	498,18					1495,00						
7	ТЕРм12-13-002-07 <i>Пр.Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О</i>	Монтаж: Задвижка на условное давление 6,3 МПа с ручным приводом, диаметр условного	1 шт.	1,00	865,49	428,76	155,52	6,05		865,00	429,00	156,00	6,00	36,00	36,00	
	ТСЦ-302-1714	Задвижки клиновые выдвижным шпинделем фланцевые диаметром 200 мм	шт.	1,00	5423,01					5423,00						

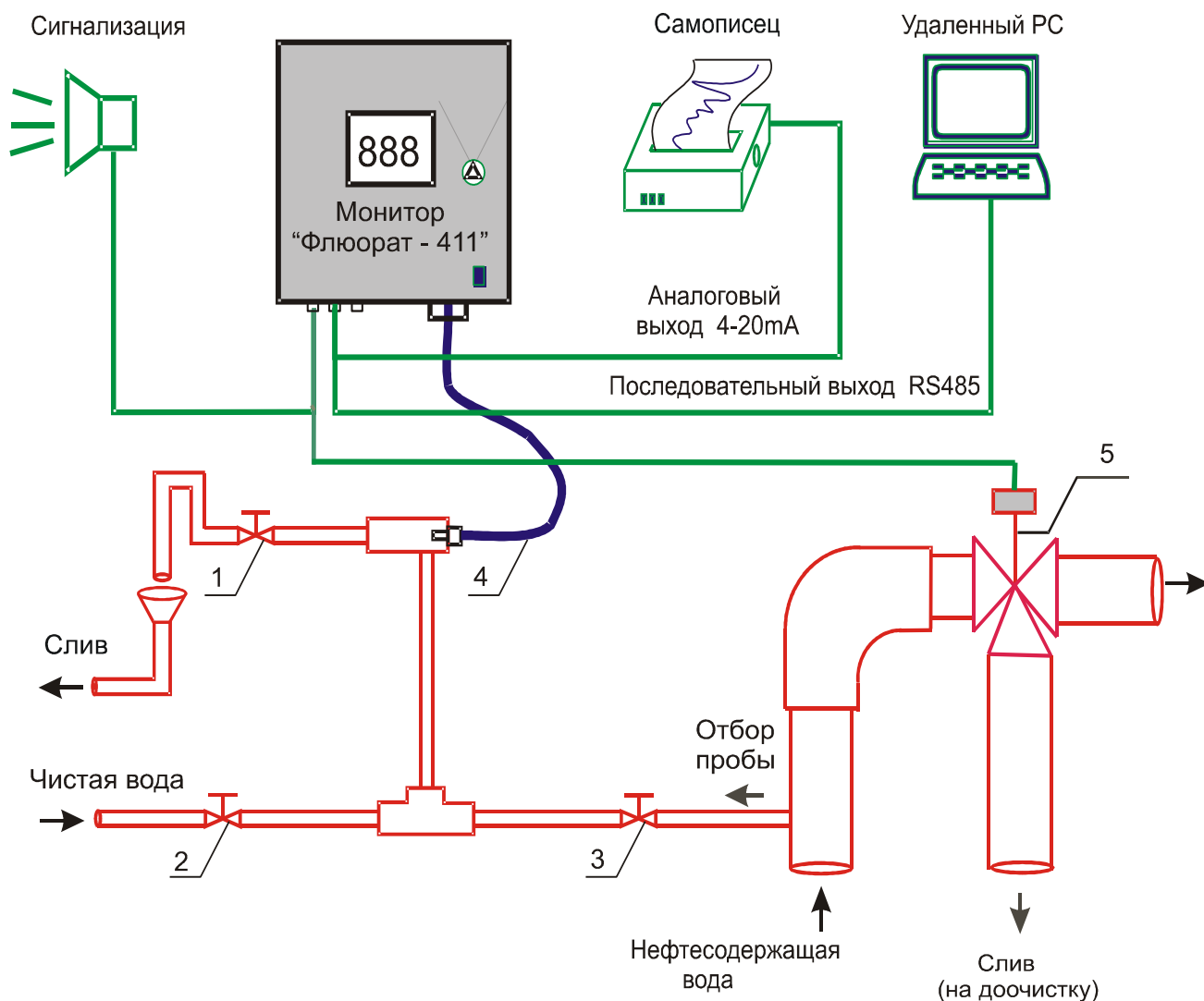
9	ТЕРм12-01-005-07 Пр. Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О	Монтаж: Трубопровод в помещениях или на открытых площадках в пределах цехов, монтируемый из труб и готовых деталей, на условное давление не более 10 МПа, диаметр труб наружный 57 мм	100 м трубопровода	0,10	9572,27	2313,63	6934,50	525,39		957,00	231,00	693,00	53,00	209,00	20,90	49,00
21	ТСЦ-302-1596	Трубопроводы из стальных электросварных и бесшовных труб с фланцами, диаметром 50 мм	м	10,00	88,72					887,00						
14	ТЕРм12-01-005-09 Пр. Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О	Монтаж: Трубопровод в помещениях или на открытых площадках в пределах цехов, монтируемый из труб и готовых деталей, на условное давление не более 10 МПа, диаметр труб наружный 89 мм	100 м трубопровода	0,10	11157,52	2690,01	8121,33	612,85		1116,00	269,00	812,00	61,00	243,00	24,30	98,00
12	ТСЦ-302-1597	Трубопроводы из стальных электросварных и бесшовных труб с фланцами, диаметром 80 мм	м	10,00	153,33					1533,00						
6	ТЕРм12-13-002-05 Пр. Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О	Монтаж: Клапан регулирующий на условное давление 6,3 МПа с ручным приводом, диаметр условного прохода 80 мм	1 шт.	1,00	288,00	173,55	50,96	1,10		288,00	174,00	51,00	1,00	15,00	15,00	
37	ТСЦ-301-1688	Клапаны регулирующий диаметром 80 мм	шт.	1,00	2488,83					2489,00						
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.										15558,00	1233,00	2045,00	145,00		107,90	
Итого прямые затраты по разделу с учетом индексов, в текущих ценах (Индекс 1 квартала 2014 года ОЗП=13,68; ЭМ=5,85; ЗПМ=13,68; МАТ=4,19)										80283,00	16867,00	11963,00	1984,00		107,90	
Накладные расходы										12819,00						
Сметная прибыль										9048,00						
Итого по разделу 1 Монтаж трубопроводов и арматуры										102150,00					107,90	
Монтаж оборудования										102150,00					107,90	
Итого										102150,00					107,90	
В том числе:																
Материалы										51453,00						
Машины и механизмы										11963,00						
ФОТ										18851,00						
Накладные расходы										12819,00						
Сметная прибыль										9048,00						
Итого по разделу 1 Монтаж трубопроводов и арматуры										102150,00					107,90	
Раздел 2. Монтаж насосных агрегатов																

18	ТЕРм07-04-001-07 Пр. Минстроя Краснояр.кр. от 12.11.10 №237-О	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый объемный, вихревой, поршневой, приводной, роторный на общей фундаментной плите или моноблочный, масса 2 т	1 шт.	3,00	1802,20	676,09	411,00	16,20		5407,00	2028,00	1233,00	49,00	61,80	185,40	
Итого прямые затраты по разделу в ценах 2001г.										5407,00	2028,00	1233,00	49,00		185,40	
Итого прямые затраты по разделу с учетом индексов, в текущих ценах (Индекс 1 квартала 2014 года ОЗП=13,68; ЭМ=5,85; ЗПМ=13,68; МАТ=4,19)										43948,00	27743,00	7213,00	670,00		185,40	
Накладные расходы										19321,00						
Сметная прибыль										13638,00						
Итого по разделу 2 Монтаж насосных агрегатов										76907,00					185,40	
Раздел 3. Стоимость оборудования в текущих ценах																
24	Прайс	Насосный агрегат	шт	3,00												
Итого прямые затраты по разделу в текущих ценах																
Итого по разделу 3 Стоимость оборудования в текущих ценах																
ИТОГИ ПО СМЕТЕ:																
Итого прямые затраты по смете с учетом индексов, в текущих ценах (Индекс 1 квартала 2014 года ОЗП=13,68; ЭМ=5,85; ЗПМ=13,68; МАТ=4,19)										124231,00	44610,00	19176,00	2654,00		293,30	
Накладные расходы										32140,00						
В том числе, справочно:																
68% = 80%*0.85 ФОТ (от 47264) (Поз. 1-11)										32140,00						
Сметная прибыль										22686,00						
В том числе, справочно:																
48% = 60%*0.8 ФОТ (от 47264) (Поз. 1-11)										22686,00						
ВСЕГО по смете										211287,26					293,30	
Итого по разделу 1 Монтаж трубопроводов и арматуры :																
Монтаж оборудования:																
Итого Поз. 1-10										15558,00	1233,00	2045,00	145,00		107,90	
Всего с учетом "Индекс 1 квартала 2014 года ОЗП=13,68; ЭМ=5,85; ЗПМ=13,68; МАТ=4,19"										80283,00	16867,00	11963,00	1984,00		107,90	
Накладные расходы 68% = 80%*0.85 ФОТ (от 18 851)										12819,00						
Сметная прибыль 48% = 60%*0.8 ФОТ (от 18 851)										9048,00						
Итого с накладными и см. прибылью										102150,00					107,90	
Итого										102150,00					107,90	
Итого по разделу 1 Монтаж трубопроводов и арматуры										102150,00					107,90	
Итого по разделу 2 Монтаж насосных агрегатов :																
Монтаж оборудования:																
Итого Поз. 11										5407,00	2028,00	1233,00	49,00		185,40	
Всего с учетом "Индекс 1 квартала 2014 года ОЗП=13,68; ЭМ=5,85; ЗПМ=13,68; МАТ=4,19"										43948,00	27743,00	7213,00	670,00		185,40	
Накладные расходы 68% = 80%*0.85 ФОТ (от 28 413)										19321,00						
Сметная прибыль 48% = 60%*0.8 ФОТ (от 28 413)										13638,00						
Итого с накладными и см. прибылью										76907,00					185,40	
Итого										76907,00					185,40	

Итого по разделу 2 Монтаж насосных агрегатов	76907,00					185,40	
Итого по разделу 3 Стоимость оборудования в текущих ценах							
Итого	179057,00					293,30	
В том числе:							
Материалы	60445,00						
Машины и механизмы	19176,00						
ФОТ	47264,00						
Накладные расходы	32140,00						
Сметная прибыль	22686,00						
НДС 18%	32230,26						
ВСЕГО по смете	448564,22					293,30	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема системы контроля качества Фьюрат-211



Чистая вода – вода, не содержащая нефтепродуктов, подается для установки и регламентной проверки нуля сигнализатора, когда открыт вентиль 2 и закрыт вентиль 3. Линия подвода чистой воды нужна только в случае частого загрязнения световода и используется, в основном, для оперативного контроля чистоты головки световода.